

Máster Universitario de Energías Renovables en
Sistemas Eléctricos

Curso académico 2018-2019

Trabajo Fin de Máster

“Análisis de pérdidas por suciedad en plantas fotovoltaicas”

Jesús Castro Martínez

Director: Jorge Solórzano del Moral

Tutora: Mónica Chinchilla Sánchez

Madrid, 03/07/2019



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons
Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada

RESUMEN

La presente memoria recoge un análisis acerca de las pérdidas de energía por suciedad que aparecen en plantas fotovoltaicas de generación eléctrica por deposición de esta sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos, así como un estudio económico sobre los métodos y las rutinas de limpieza empleados en la actualidad.

En este proyecto se hará especial hincapié en los factores ambientales que afectan al ensuciamiento o a la limpieza de los paneles fotovoltaicos, remarcando como aquellos más importantes la concentración de partículas en el aire, el viento y las precipitaciones. Sin dejar de mencionar la acción antropogénica. Posteriormente, se analizarán los métodos de limpieza existentes, tanto manuales como automatizados, desde un punto de vista técnico y económico; y, en base al análisis previo, se obtendrá un algoritmo de cálculo del periodo de limpieza económicamente óptimo esperando que el factor de pérdidas por suciedad llegue a un cierto valor, lo cual ha resultado ser óptimo. En último lugar, se verán una serie de casos, realizando un repaso del proceso de análisis de pérdidas y de la determinación de la causa de estas, debidas a la acumulación de suciedad, llegándose a encontrar con casos de pérdidas mayores al 10 % sin percibirse de forma visual nivel de suciedad superior a un 5 %.

Palabras clave: Generación de Energía Renovable, Sistemas Fotovoltaicos, Análisis de pérdidas, Economía, Deposición de Suciedad.

ABSTRACT

This project contains an analysis of the power losses due to dirt which appear in photovoltaic energy generation plants by its deposition on the photovoltaic modules surfaces, as well as an optimization based on the cleaning methods and routines used in the present.

Special emphasis will be placed on the environmental factors that affect both the soiling and the cleaning actions of photovoltaic panels, remarking those with more impact as dust concentration in air, the wind and the raining. No to mention the anthropogenic action. Later will be analyzed the existing cleaning methods, both manuals and automated, from an economical and technical point of view; and, based on previous analysis, it will be extracted and optimization of the cleaning period in photovoltaic plants expecting the soiling losses parameter to reach a certain value, which has resulted to be best optimization. Finally, it will be shown some real cases, making a review of the soiling losses analysis process and its determination during these ones, and realizing of some cases in which the losses are expected to be less than 5 % attending to the visual inspection of the modules, but they turn out to be greater than 10 % after this analysis.

Key words: Renewable Energy Resources, Photovoltaic Systems, Losses Analysis, Economy, Dirt deposition.

AGRADECIMIENTOS

Se quiere agradecer, en primer lugar, a mi familia, amigos y compañeros que me han apoyado durante el trayecto académico recorrido este último curso académico con la formación recogida de este Máster, tanto personal como profesional, en el que se ha de agradecer el conocimiento que se ha puesto a nuestra disposición, especialmente en materia de empresa.

Se quiere agradecer de forma especial también a todo el equipo de la empresa QPV, que ha aportado gran conocimiento para la redacción de este trabajo, así como material de empresa que ha servido para dar un enfoque profesional al trabajo creado.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CONTENIDOS	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
1. Introducción.....	1
2. Marco teórico fotovoltaico	3
2.1. El efecto fotovoltaico.....	3
2.2. Curva I-V	6
2.3. La radiación solar y respuesta espectral	10
3. Causas y efectos de la suciedad sobre un panel fotovoltaico	11
3.1. Introducción a la suciedad	11
3.2. Factores que influyen en el ensuciamiento	13
3.2.1. Concentración de partículas en el ambiente.....	14
3.2.2. Lluvia	16
3.2.3. Humedad relativa y rocío	18
3.2.4. Viento y tormentas de arena.....	20
3.2.5. Tamaño de partícula.....	25
3.2.6. Inclinação del panel	26
3.3. Factores que influyen en las pérdidas por suciedad.....	28
3.3.1. Homogeneidad de la suciedad.....	28
3.3.2. Diferencias entre día y noche	32
3.3.3. Ángulo de incidencia de la radiación	34
3.3.4. Relación entre radiación directa y radiación difusa	37
3.3.5. Tamaño de partícula, concentración de suciedad; color y transparencia de las partículas de suciedad	38
3.3.6. Tipo de tecnología fotovoltaica.....	43

3.3.7.	Coberturas y cristales anti-suciedad.....	47
3.3.8.	Efecto de la suciedad en la temperatura del panel	49
3.3.9.	Estacionalidad de la suciedad.....	50
3.3.10.	Dependencia zonal de la suciedad.....	52
4.	Parámetros y metodología de evaluación de las pérdidas por suciedad.....	54
5.	Dispositivos comerciales de medida de suciedad.....	60
5.1.	NGR SRA System (NGR)	60
5.2.	Soiling Mesurement Kit (Kintech Engineering).....	61
5.3.	CR-PVS1 (Campbell Scientific).....	62
5.4.	SMP100 (Campbell Scientific).....	63
5.5.	Mars Soiling Sensor (Atonometrics)	64
5.6.	Dust IQ (KippZonen).....	67
6.	Limpieza de paneles fotovoltaicos	70
6.1.	Técnicas de limpieza.....	70
6.2.	Limpieza de módulos bifaciales	74
6.3.	Rutinas de limpieza.....	74
7.	Optimización económica del periodo de mantenimiento basada en las pérdidas por suciedad	76
7.1.	Optimización con periodo tipo único.....	81
7.2.	Optimización con varios periodos tipo	83
7.3.	Resultados de la optimización	88
8.	Análisis de pérdidas por suciedad en plantas reales	91
8.1.	Central de Albesa Ramadera (Lleida, España)	92
8.2.	Central de Cantillana (Sevilla, España)	94
8.3.	Central en Kuwait	95
8.4.	Central de Uribe (Antofagasta, Chile)	98

8.5. Central en Calipatria (California, Estados Unidos de América).....	100
8.6. Central en Honduras	101
8.7. Central de Guimarães (Minas Gerais, Brasil)	104
9. Conclusiones.....	108
REFERENCIAS.....	111
ANEXO A. GLOSARIO	1
ANEXO B. Plano de la planta de Guimarães (Minas Gerais, Brasil).....	3

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España respecto al año 1990 (línea azul) con el objetivo de reducción del 20 % de emisiones respecto a 1990 marcado por el Plan Integrado de Energía y Clima.	1
Figura 2. Plantas fotovoltaicas en instalación a fecha de 19 de marzo de 2019 en España.	2
Figura 3. Enlaces covalentes de los dopajes p y n.	4
Figura 4. Formación de la zona de neutralización de cargas por difusión al juntar dos dopajes tipo P y N.	5
Figura 5. Ilustración del funcionamiento de una célula fotovoltaica.	6
Figura 6. En azul, curva I-V característica de un panel fotovoltaico sano en polarización directa; en rojo, curva P-V.	6
Figura 7. Variación de la curva I-V con la radiación.	8
Figura 8. Variación de la curva I-V con la temperatura.	8
Figura 9. Curva característica I-V de una célula solar mostrando zonas de trabajo de polarización inversa y directa.	9
Figura 10. Ilustración del espectro solar a su llegada a la atmósfera y a nivel del mar.	10
Figura 11. Respuesta espectral para diferentes materiales de células solares. Las unidades en que se miden son A/W, como Amperios de señal eléctrica de salida divididos por Vatios de potencia del haz de luz incidente.	11
Figura 12. Mapamundi con la distribución de densidad de partículas con diámetro menor a 2,5.	12
Figura 13. Gráfica con la deposición de suciedad por mes para 3 años en Kuwait, el porcentaje de visibilidad (% visibility en el gráfico) hace referencia a la cantidad de horas durante el día que se puede ver suciedad en el aire a simple vista, con una media del 27 % prácticamente constante a lo largo del año, pese a no mostrarse su eje.	13
Figura 14. Evolución de la corriente de cortocircuito normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la concentración de partículas en el viento, para una velocidad de viento constante de 1,86 m/s.	15

Figura 15. Evolución de la tensión de circuito abierto normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la concentración de partículas en el viento, para una velocidad de viento constante de 1,86 m/s.	15
Figura 16. Evolución de la potencia máxima normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la concentración de partículas en el viento1, para una velocidad de viento constante de 1,86 m/s.	16
Figura 17. La línea roja gruesa es el SRD medio diario, la línea gris fina es el PPI normalizado por semana y las barras azules son la lluvia diaria en mm.	17
Figura 18. Probabilidad acumulada de que esa cantidad de lluvia limpie algún porcentaje del Soiling Level (línea azul) y probabilidad acumulada de que se dé una lluvia de cierta cantidad o menor (línea roja).	18
Figura 19. Pérdidas en producción comparadas con un módulo limpio durante un mes según la evolución de la humedad relativa durante ese mismo mes.	19
Figura 20. Efecto del rocío sobre la medida del Dust IQ.	20
Figura 21. Evolución de la corriente de cortocircuito normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la velocidad del viento, para una concentración de partículas en viento constante de 2,25 g/m ³	21
Figura 22. Evolución de la tensión de circuito abierto normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la velocidad del viento, para una concentración de partículas en viento constante de 2,25 g/m ³	21
Figura 23. Evolución de la potencia máxima normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la velocidad del viento, para una concentración de partículas en viento constante de 2,25 g/m ³	22
Figura 24. Evolución de la reducción de la intensidad luminosa que alcanza a la célula en el túnel de viento a lo largo del tiempo variando la velocidad del viento, para una concentración de partículas en viento constante de 2,25 g/m ³	22
Figura 25. A la derecha, evolución de las pérdidas de transmisión de los cristales según su orientación a lo largo de 36 días; a la izquierda, viento predominante durante este periodo de tiempo según la Agencia Nacional de Medioambiente de Singapur.	24
Figura 26. Esquema del doble efecto del viento en la deposición y limpieza de suciedad.	24

Figura 27. Mapamundi con probabilidad cuantitativa de ocurrencia de tormentas de arena anuales.....	25
Figura 28. Porcentaje de presencia respecto del número total de partículas de la superficie para cada tamaño de partícula.....	26
Figura 29. Porcentaje de cobertura de área respecto del área total de la superficie para cada tamaño de partícula.....	26
Figura 30. Evolución de las pérdidas de transmitancia para diferentes inclinaciones de los cristales y sin tener en cuenta el efecto de la lluvia, para el periodo de cincuenta y seis días estudiado.....	27
Figura 31. Evolución de las pérdidas de transmitancia para diferentes inclinaciones de los cristales y teniendo en cuenta el efecto de la lluvia, para el periodo de cincuenta y seis días estudiado.....	28
Figura 32. Curva I-V de un string de módulos afectados de acumulación de suciedad heterogénea.	29
Figura 33. Ilustración de unos módulos con suciedad no homogénea en los marcos laterales. Caso sucedido en Cartagena, Murcia, con una disposición de suciedad no homogénea, acumulada a lo largo de las primeras filas de los módulos.	30
Figura 34. Curvas I-V del módulo mostrado en la Figura 39 antes y después de limpiarlo, normalizadas a la corriente de cortocircuito del módulo limpio.....	30
Figura 35. Curva I-V anterior con zoom sobre el punto de operación óptimo y del punto de operación que está ocupando.	30
Figura 36. Evolución del coeficiente entre las concentraciones de suciedad en aire en la localización analizada durante el día y durante la noche a 1 m sobre el nivel del suelo, para tres años de análisis.	33
Figura 37. Evolución del coeficiente de las velocidades de acumulación de partículas durante el día y durante la noche, para los tres años de estudio.	33
Figura 38. Velocidad de acumulación mensual en función de la velocidad media a 3,5 m por encima del nivel del suelo, durante la noche. Los círculos representan meses con alta cantidad de rocío nocturno (más del 70 % de las noches), los cuadrados meses con cantidad moderada de rocío nocturno (más del 40 % de las noches) y las cruces meses con baja cantidad de rocío nocturno (menos del 40 % de las noches); los círculos rellenos representan meses sin datos de rocío, o meses de lluvias.	34

Figura 39. Ejemplo de evolución de las pérdidas de irradiación en función de la hora del día.....	35
Figura 40. Evolución de las pérdidas (GL) con el ángulo de incidencia de la radiación en varios días con distintos HL, mostrados en la leyenda superior de la figura.	36
Figura 41. Evolución a lo largo del día del SR según: a) desviación del ángulo azimutal de 0,5 ° entre el módulo limpio y el sucio; b) desviación de 0,5 ° del ángulo de inclinación entre el módulo limpio y el sucio y c) efecto del ángulo de incidencia sobre el panel.....	37
Figura 42. Evolución de las pérdidas instantáneas con el ángulo de incidencia de la radiación directa para diferentes escenarios, con y sin radiación difusa.	38
Figura 43. Ocupación de espacio según diámetro de partículas.	39
Figura 44. Evolución de la transmitancia con la longitud de onda para diferentes tamaños de partículas simulado con Mie Scatter.....	40
Figura 45. Evolución de la transmitancia con la longitud de onda para diferentes concentraciones de suciedad.	41
Figura 46. Evolución de la transmitancia con la densidad de suciedad para diferentes longitudes de onda.	42
Figura 47. Respuesta espectral de diferentes tecnologías de célula fotovoltaica para diferentes concentraciones de suciedad: D1=4,25 D2=14 D3=19 y D4=30 mg/cm ² .44	
Figura 48. Producción normalizada de cada tecnología solar instalada en este emplazamiento, promediada a lo largo de un año, cada círculo representa a un ejemplar de esa tecnología.	45
Figura 49. Evolución de las pérdidas por suciedad en este emplazamiento en el periodo anual analizado. Las cajas significan cuartiles mientras que los triángulos muestran las medias mensuales.	46
Figura 50. Evolución de la producción específica de diferentes tecnologías de seguimiento a lo largo de un año.	47
Figura 51. Evolución de las pérdidas de transmisión para 600 nm en el tiempo en un experimento de cristales impregnados de una capa de TiO ₂	48
Figura 52. Evolución de los parámetros SR ^{Isc} , SR ^{Pmáx} de módulos fotovoltaicos y las lluvias en un emplazamiento en el Suroeste de Estados Unidos durante 10 meses...	51

Figura 53. Evolución de las pérdidas por suciedad y de las lluvias a lo largo de un año para una instalación fotovoltaica en Málaga.....	52
Figura 54. Ilustración de la evolución del Soiling Ratio en dos estaciones de medida separadas 2 km dentro de la misma planta (Este-Oeste).	53
Figura 55. Ilustración de la evolución del Soiling Ratio en dos estaciones de medida dentro de una misma planta, para una central en un emplazamiento diferente a la figura anterior.	54
Figura 56. Variación espacial del PPI en la misma planta que refleja la Figura 61. .	54
Figura 57. Comparación de los SR estimados en función de la corriente de cortocircuito y de la potencia máxima para diferentes niveles de ensuciamiento (Soiling Level) basados en los valores de sus fichas técnicas, para un rango de módulos fotovoltaicos convencionales.	57
Figura 58. Ilustración del dispositivo NGR SRA System de NGR.	61
Figura 59. Ilustración del dispositivo Soiling Mesurement Kit de Kintech Engineering.	62
Figura 60. Ilustración del dispositivo CR-PVS1 de Campbell Scientific.....	63
Figura 61. Ilustración del dispositivo SMP100 de Campbell Scientific.....	64
Figura 62. A la izquierda, partes del dispositivo y funcionamiento esquematizado; a la derecha, ejemplo de imagen tomada por el dispositivo, donde se aprecian las marcas.	66
Figura 63. Testeo del Mars Sensor para varios tipos de suciedad en comparación con un dispositivo basado en 2 módulos, con una correlación de $R^2=0,99$	67
Figura 64. Esquema de funcionamiento del Dust IQ.....	68
Figura 65. Ilustración del dispositivo Dust IQ de KippZonen.....	68
Figura 66. Medidas del Dust IQ a lo largo de una mañana con presencia de rocío, con la disminución del SR, y con lluvia ligera posterior.	69
Figura 67. Comparación de las pérdidas del Dust IQ con las pérdidas reales de un módulo para diferentes tamaños de partícula depositada.	70
Figura 68. Ilustración de una limpieza de módulos manual mediante pértiga y agua a presión.....	73
Figura 69. Ejemplos de dispositivos robóticos de limpieza de paneles solares, de barrido horizontal a la izquierda y de barrido vertical a la derecha.	74

Figura 70. Análisis económico para rutina de limpieza óptima.	75
Figura 71. Evolución del coste anual con periodo tipo y “a” únicos a lo largo del año para diferentes valores de “a”.	89
Figura 72. Evolución del periodo de limpieza óptimo con periodo tipo y “a” únicos a lo largo del año para diferentes valores de “a”, para el coste de limpieza indicado anteriormente, 171 €/MW _p	90
Figura 73. Evolución del periodo de limpieza óptimo con periodo tipo y “a” únicos a lo largo del año para diferentes valores de “a”. Cada curva está asignada a un valor del coste variable de limpieza, indicado en la leyenda.	91
Figura 74. Vista panorámica de la central fotovoltaica de Albesa Ramadera.	93
Figura 75. Producción de la planta desde su puesta en marcha en abril de 2013 hasta julio de 2017, así como Performance Ratio y líneas de tendencia de ambos, roja y amarilla respectivamente.	93
Figura 76. Ilustración de módulos extraídos de la instalación: sucio el que se encuentra más al fondo y módulos limpios, el segundo y el tercero por la derecha.	94
Figura 77. Estado de los módulos de la instalación antes de su limpieza.	95
Figura 78. Ilustración del color de la suciedad de los módulos.	95
Figura 79. Termografías realizadas en esta central que mostraban puntos calientes con la ilustración del estado de los módulos sobre las que se hacían (izquierda).	96
Figura 80. Ilustración de, a la izquierda, un módulo limpio, y el resto módulos sucios.	97
Figura 81. Curva I-V de un módulo con suciedad heterogénea analizado.	98
Figura 82. Ilustración de puntos calientes en módulos ensuciados de forma no homogénea en una central de Chile.	99
Figura 83. Ejemplo de un módulo con diodo de baipás cortocircuitado.	99
Figura 84. Curvas I-V de los módulos de un string de la central, antes y después de limpiarlos.	100
Figura 85. Ilustración del estado de suciedad de los paneles de la instalación de Calipatria.	101
Figura 86. Ilustración de módulos afectados por ensuciamiento debido a deposiciones de excrementos de pájaros.	102

Figura 87. A la derecha, ilustración de uno de los módulos especialmente afectados analizado para ver sus pérdidas por dispersión de parámetros; a la izquierda, curva I-V de ese módulo antes y después de limpiarlo.	104
Figura 88. Ilustración del estado de suciedad de los módulos en la zona 1.....	105
Figura 89. Ilustración del estado de suciedad de los módulos en la zona 2.....	105
Figura 90. Ilustración del estado de suciedad de los módulos en la zona 3.....	106
Figura 91. Ilustración del estado de suciedad de los módulos en la zona 4.....	106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tabla con el tiempo necesario para alcanzarse una deposición de suciedad de 20 mg/cm ² , la altura máxima que alcanza esa capa de suciedad y el espaciado máximo que ocupa una zona sin suciedad.	23
Tabla 2. Composición en tipo y tamaño de las partículas de la muestra utilizada en el experimento.	39
Tabla 3. Recolección de los datos de las curvas de la Figura 53.	44
Tabla 4. Pérdidas de transmisión para las tres coberturas empleadas y para un cristal sin cobertura al cabo del periodo de tiempo analizado de tres semanas.	49
Tabla 5. Recogida de los datos numéricos de las tasas de ensuciamiento para diferentes intervalos de tiempo del experimento ilustrado en la gráfica de la Figura 58.	51
Tabla 6. Datos económicos de los distintos métodos de limpieza.	72
Tabla 7. Pérdidas por suciedad en los cuatro generadores analizados de la instalación de Calipatria.	101
Tabla 8. Mejora de la potencia pico de los módulos afectados por excrementos de pájaro tras el proceso de limpieza.	103
Tabla 9. Resultados de suciedad extraídos para los módulos analizados de cada zona de la planta.	108

1. Introducción

Es un hecho que la situación energética mundial actual gira en torno a la lucha contra el cambio climático, acerca de cómo frenarlo y, en la medida de lo posible, reducirlo. Según informes del gobierno, los sistemas de transporte propulsados por combustibles fósiles son la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero en España, ocupando un 26 % de las emisiones totales en 2017; pero después de estos, la principal causa es el sector eléctrico, mediante centrales de generación eléctrica convencional, esto es, las centrales térmicas basadas también en combustibles fósiles [1], ocupando el 21 % de las emisiones en 2017, mientras que en marco europeo esta causa ocupa el primer lugar, ocupando aproximadamente el 30 % de estas emisiones [2]. Además, recientemente se han publicado unos nuevos objetivos de reducción de gases de efecto invernadero a medio y largo plazo, en el marco del Plan Integrado de Energía y Clima, con una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de un 20 % respecto a 1990 para 2030 y una reducción de estas del 100 % para mediados de siglo, para lo que se deberían reducir al menos un 30 % las emisiones actuales durante la próxima década, como se observa en la Figura 1. Para ello, es necesario la promoción y el desarrollo de las tecnologías de generación renovable, de entre las cuales se espera un mayor crecimiento de la fotovoltaica. [3]

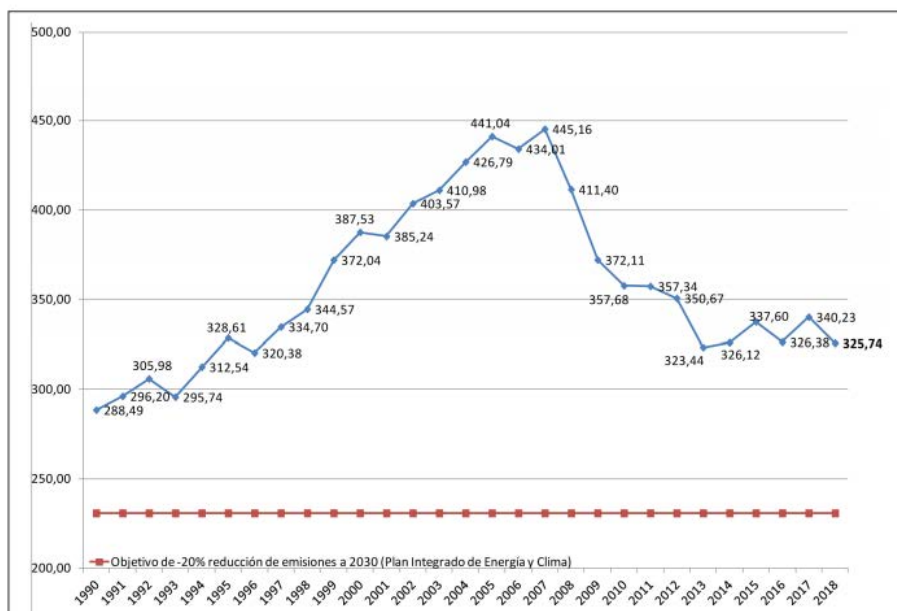


Figura 1. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España respecto al año 1990 (línea azul) con el objetivo de reducción del 20 % de emisiones respecto a 1990 marcado por el Plan Integrado de Energía y Clima.

Fuente: [3]

Es, por tanto, muy necesario enfocarnos en la descarbonización del sector eléctrico, tal como se lleva haciendo en España mediante la alta penetración de tecnologías renovables desde principios de este siglo, principalmente a través de la energía eólica. No obstante, la madurez del sector y la continua reducción de los precios de la tecnología fotovoltaica, con la consecuente reducción en su LCOE (*Levelised Cost Of Energy*, por sus siglas en inglés) prometen grandes cantidades de potencia instalada en un futuro. Según un trabajo reproducido en [4], se espera una potencia fotovoltaica instalada de 46 GW totales en España para 2030, que contaba con una potencia fotovoltaica instalada de aproximadamente 4,5 GW al cierre del 2017 según [5], esto supondría un aumento total de unas 10,2 veces la potencia instalada actual. Actualmente se encuentran adjudicados más de 8000 MW en proyectos de fotovoltaica en España, de los cuales casi 4000 MW se espera que estén funcionando antes de 2020, que ya representa el crecimiento contemplado en el peor de los escenarios entre 2018 y 2022 para España según un informe lanzado por SolarPower Europe en junio de 2018. Además, a fecha de 13 de marzo de 2019 se encuentran en instalación en España más de 2500 MW de plantas de generación fotovoltaica, desglosados en la Figura 2. [4]

Por potencia			
Megaparques FV en construcción			
Proyecto	CC. AA.	Empresa	Potencia (MW)
1.- Usagre	Extremadura	Iberdrola	500
2.-Talayuela	Extremadura	Genia	300
3.-Talaván	Extremadura	Ellomay	300
4.-Valdecaballeros	Extremadura	Repsol	260
5.- Escatrón	Aragón	Cobra	345
6.- Mula	Murcia	Cobra	500
7.- Guillena	Andalucía	Renovables Sevilla	110
8.-La Isla	Andalucía	Prodiel	182
9.-Don Rodrigo	Andalucía	BayWa	150
10.- Picón	Castilla La Mancha	Naturgy	150

Figura 2. Plantas fotovoltaicas en instalación a fecha de 19 de marzo de 2019 en España.

Fuente: [4]

Estas son las razones que han motivado el reciente interés por el estudio de fenómenos que afectan al rendimiento de este tipo de centrales, como las pérdidas por suciedad, en torno a las cuales trata este trabajo. La presencia de suciedad en los paneles

fotovoltaicos es la tercera causa de mayor impacto en el rendimiento de centrales fotovoltaicas y es un problema que causa una reducción en la producción de este tipo de centrales, llegando a alcanzarse valores superiores al 30 % de pérdidas [6], ocasionando también problemas que pueden llegar a afectar tanto a la vida útil de los paneles solares como de la planta en sí, como se verá más adelante. Este problema no afecta únicamente a las centrales de generación solar fotovoltaica, sino a todo tipo de centrales que basen su producción en la recepción de la radiación proveniente del sol, como lo son también la tecnología termosolar o las tecnologías de hibridación solar con otra tecnología, comúnmente con energía eólica. No obstante, dado que los costes de la tecnología termosolar son aún demasiado elevados, lo cual implica su reducida penetración en el panorama renovable actual, se va a enfocar el estudio hacia la tecnología fotovoltaica, de mayor presencia en el mix energético actual y con una muy superior expectativa de proyección.

2. Marco teórico fotovoltaico

2.1. El efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico se puede definir como *"el proceso por el cual se genera una diferencia de potencial entre dos puntos de un material cuando sobre él incide la radiación electromagnética"* también se puede definir de un modo más simplificado como la *"conversión de energía lumínica en energía eléctrica"*, según [7].

En definitiva, este efecto se basa en los principios del efecto fotoeléctrico, mediante el cual los electrones son capaces de absorber fotones que inciden sobre ellos, cuya energía es función de la frecuencia de su onda, en este caso, de la frecuencia de la onda luminosa; en ciertos casos, si la dirección y la energía del fotón son suficientes, se puede provocar que el electrón supere la barrera de potencial que lo mantiene ligado al átomo, produciendo que escape del mismo o que salte a una banda más energética. En el caso del efecto fotovoltaico, se emplea este principio sobre elementos semiconductores, en ellos, la banda de valencia está energéticamente separada de la banda de conducción, pero la absorción de fotones lo suficientemente energéticos permite a los electrones pasar de una banda a la otra y, una vez en la banda de conducción, moverse por ella para producir corriente si se aplica una diferencial de potencial.

En las células fotovoltaicas tradicionales se emplean uniones tipo P-N, esta primera formada por elementos no metálicos de 4 electrones en su capa de valencia, como el Silicio o el Germanio, dopadas con elementos igualmente no metálicos con menos electrones en su capa de valencia, típicamente 3, como el Boro o Galio, para formar un dopaje tipo P, con huecos en sus enlaces covalentes, que son los portadores de carga libre positivos, que se compensan con iones cercanos cargados negativamente, por lo que los conjuntos se encuentran en un estado neutro. Esta segunda unión está formada también por un dopaje de Silicio o Germanio con elementos también no metálicos con mayor número de electrones en su capa de valencia, típicamente 5, como el Fósforo, el Arsénico o el Antimonio, para crear enlaces covalentes con electrones libres, portadores de carga negativa, es el dopaje tipo N; estos enlaces se ilustran en la Figura 3.

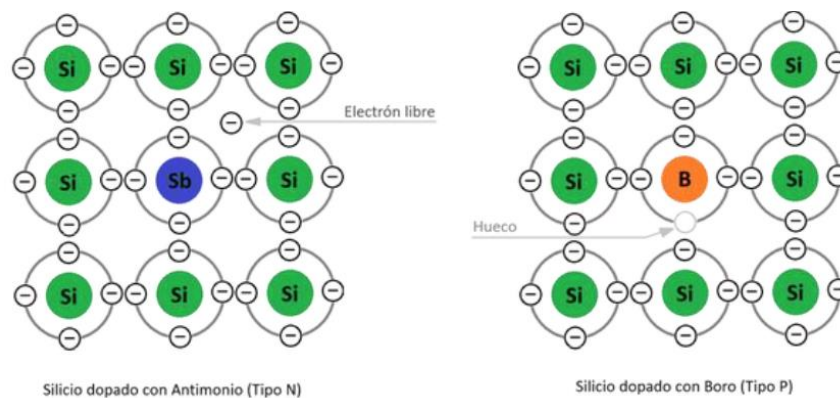


Figura 3. Enlaces covalentes de los dopajes p y n.

Fuente: [8]

Cuando la pieza con unión tipo N se pone en contacto con la pieza de unión tipo P, por difusión en la zona de unión, los electrones libres de la capa N se ven atraídos por los portadores de carga libre positivos de la capa P, entrando los electrones en esta capa y recombinándose con los huecos, a la vez que estos huecos pasan a la capa N, apareciendo una zona de neutralización de cargas y creándose un campo eléctrico entre ambas capas por acumulación de cargas que frena este proceso, neutralizando las corrientes que se crean por difusión y creando una barrera de potencial (*space charge region* en la Figura 4), actuando como un diodo. Para la circulación de corriente, es necesario conectar eléctricamente las capas P y N, y exponer la capa tipo N a una

radiación electromagnética lo suficientemente energética para producir que los electrones puedan liberarse de sus átomos, pasando a la banda de conducción, creando pares electrón hueco, y circulando por los contactos hacia la capa P por efecto del campo eléctrico creado. No obstante, también pueden recombinarse pares electrón hueco, estabilizándose el electrón hacia un nivel de energía inferior ocupando el mismo hueco que ha dejado, emitiendo un fotón, o atravesando la zona de neutralización de cargas por difusión para ocupar un hueco de la zona P. [9] [10] [11] [12] [13]

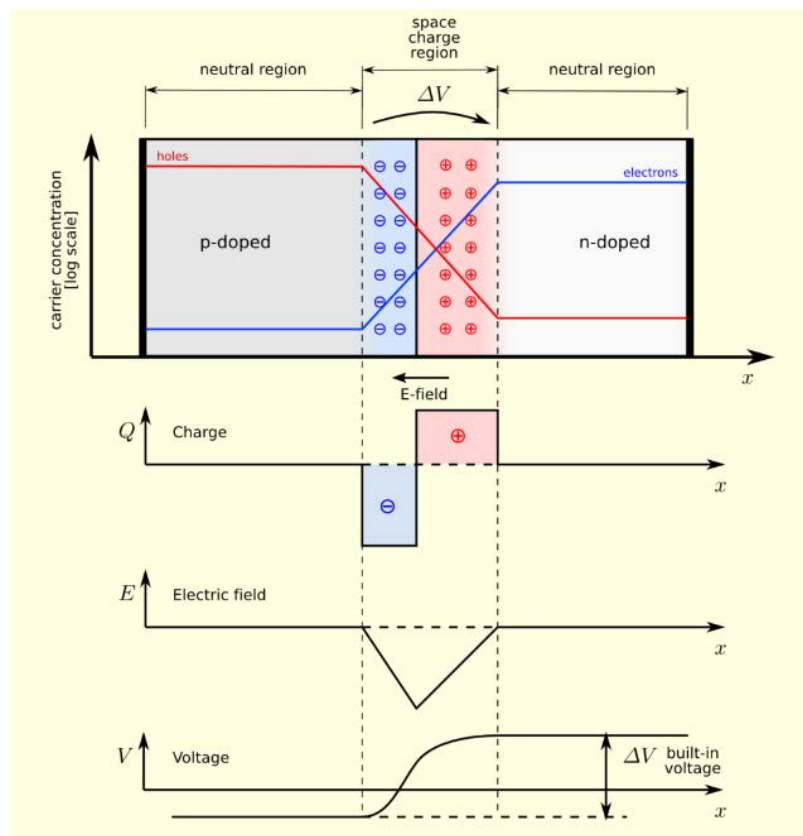


Figura 4. Formación de la zona de neutralización de cargas por difusión al juntar dos dopajes tipo P y N.

Fuente: [9]

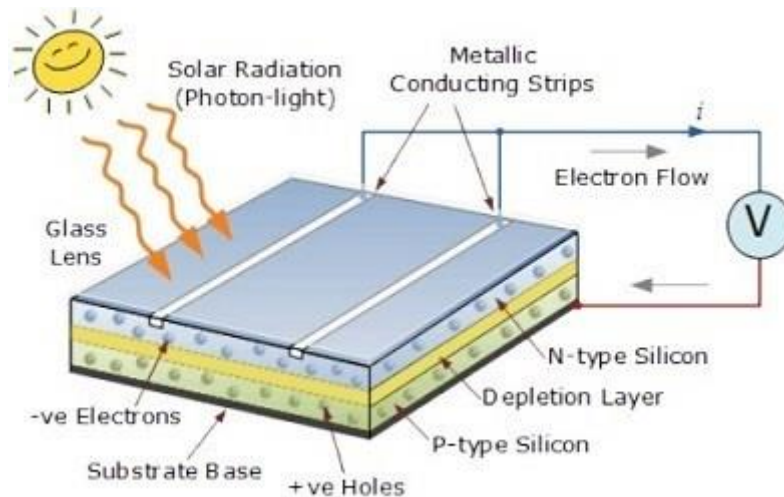


Figura 5. Ilustración del funcionamiento de una célula fotovoltaica.

Fuente: [14]

2.2. Curva I-V

Por esto, se puede deducir que una célula fotovoltaica tiene un comportamiento gemelo al de un diodo convencional, con la salvedad de que la incidencia de radiación solar con su capacidad para separar a los electrones libres de los enlaces covalentes y hacerlos circular, provoca que la curva I-V de un panel fotovoltaico sea análoga a la de un diodo, solo que, desplazada en el eje de la intensidad, por el efecto de la radiación. Siendo la curva I-V típica de un panel fotovoltaico en polarización directa como se muestra en la Figura 7.

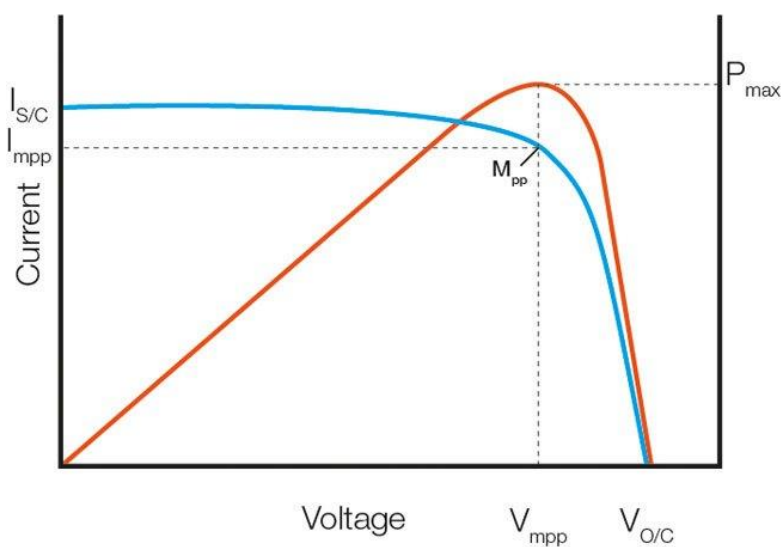


Figura 6. En azul, curva I-V característica de un panel fotovoltaico sano en polarización directa; en rojo, curva P-V.

Fuente: [13]

Donde:

- I_{SC} es la corriente de cortocircuito de la célula fotovoltaica.
- V_{OC} es la tensión de circuito abierto de la célula fotovoltaica.
- M_{PP} es el punto de máxima producción de potencia de la célula fotovoltaica.

Esta curva variará según las condiciones de funcionamiento, tanto con la radiación solar, que afecta sobre todo a la corriente de cortocircuito de forma lineal aumentando esta corriente a medida que aumenta la radiación recibida; como con la temperatura de la célula, la cual afecta principalmente a la tensión de circuito abierto de la misma, de forma también lineal, disminuyendo esta tensión con el aumento de la temperatura de la célula [15]. Expresándose normalmente de las siguientes formas:

$$I_{SC2} = I_{SC1} \frac{G_2}{G_1}$$

$$V_{OC2} = V_{OC1} + \frac{mkT}{e} \ln \frac{G_2}{G_1} + \beta(T_2 - T_1)$$

Donde:

- m es la masa de la partícula.
- k es la constante de Boltzmann.
- T es la temperatura de estabilidad termodinámica.
- e es la cantidad fundamental de carga o carga del electrón.
- β es el coeficiente de temperatura de la célula o módulo respecto a la tensión de circuito abierto, normalmente $-2,3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$, aunque depende de la tecnología del módulo, expresado como:

$$\beta = \frac{dV_{OC}}{dT} < 0$$

- T_i es la temperatura de operación de la célula, la cual se puede calcular a partir de su Temperatura de Operación Nominal de la Célula o TONC y de la temperatura ambiente (T_a):

$$T_i = T_a + G \frac{TONC - 20}{800}$$

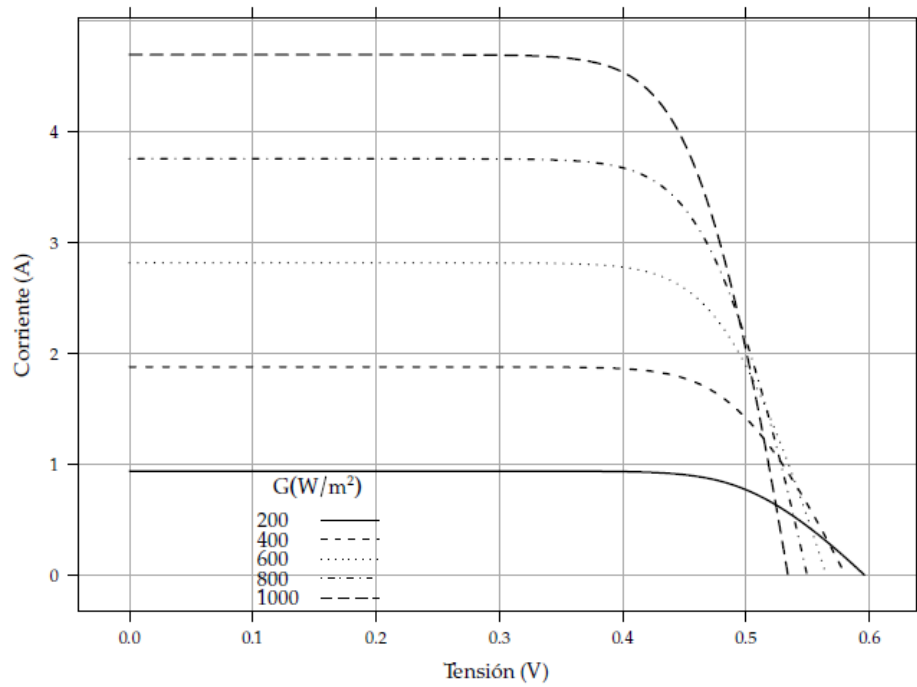


Figura 7. Variación de la curva I-V con la radiación.

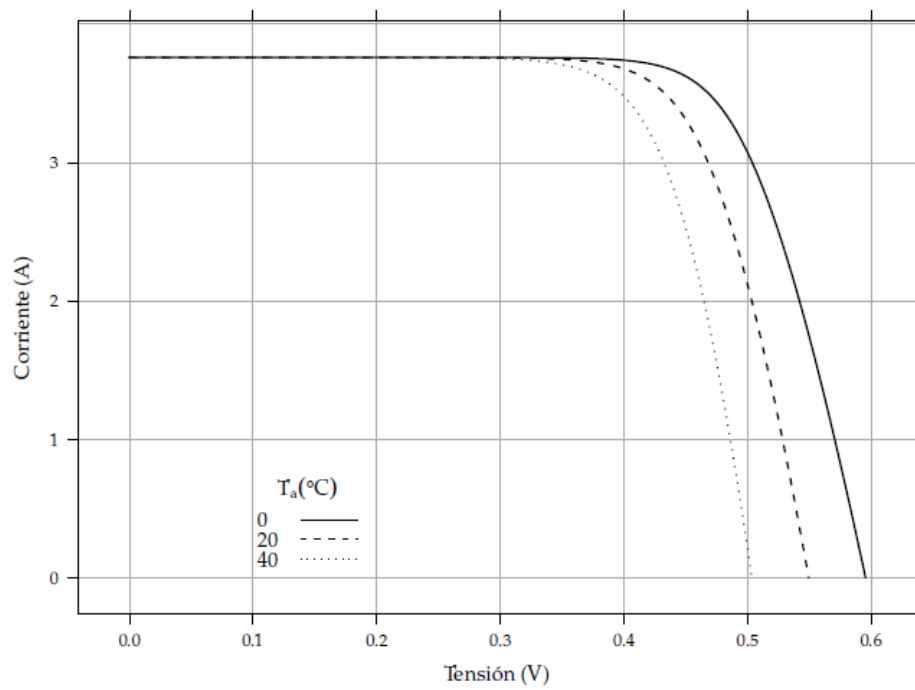


Figura 8. Variación de la curva I-V con la temperatura.

Fuente: [16]

Cuando la célula fotovoltaica se polariza de forma inversa, esto es, se conecta el cátodo (electrodo positivo) a la capa tipo N y el ánodo (electrodo negativo) a la capa tipo P, se suman las tensiones de la carga a las de la diferencia de potencial creada en la unión por difusión, produciendo un aumento de la diferencia de potencial entre las uniones, es decir, la barrera de potencial de la unión P-N es mayor y, por lo tanto, menos electrones consiguen atravesar esta unión. Sin embargo, la atracción que ejerce el polo positivo sobre los electrones libres de la capa N provoca que más sean atraídos hacia el contacto de esa capa y conducidos, aumentando la corriente a la vez que provocando consumos excesivamente elevados en la célula que tiene que disipar esa energía por ser incapaz de exportarla, propiciando la aparición de puntos calientes, muy perjudiciales. Si la tensión es lo suficientemente elevada, valor que se conoce como tensión de ruptura, se produce una avalancha electrónica¹, produciendo corrientes y, por tanto, pérdidas muy elevadas. Una de las causas de la operación en polarización inversa de las células puede ser el sombreamiento de las mismas, por ejemplo, por suciedad, que puede modificar su curva característica haciendo que la corriente de trabajo óptima se de en zonas con tensiones de signo contrario. [16]

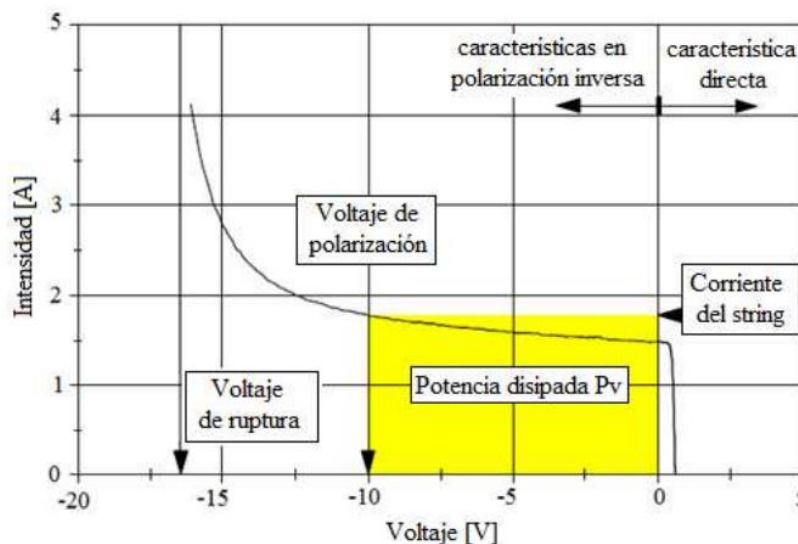


Figura 9. Curva característica I-V de una célula solar mostrando zonas de trabajo de polarización inversa y directa.

Fuente: [15]

¹ La avalancha electrónica provoca que los electrones atraídos adquieran tal energía cinética por efecto del campo eléctrico que sean capaces de liberar al golpear a otros electrones en capas de valencia y llevarlos a capas de conducción, provocando un aumento muy elevado en la corriente.

2.3. La radiación solar y respuesta espectral

Dado que en las centrales de energía basadas en energía solar la fuente de energía es, en última instancia, la energía liberada en forma de radiación electromagnética por las reacciones nucleares que tienen lugar dentro del Sol que llegan a la superficie terrestre, es necesario adecuarnos al espectro de esta radiación para poder aprovechar las frecuencias con mayor contenido energético. En la Figura 16 se ilustra la forma del espectro solar medio, tanto el que alcanza la parte superior de la atmósfera como el que llega a nivel del mar, cuyas diferencias se pueden explicar por fenómenos de absorción y dispersión en el paso de la radiación a lo largo de la atmósfera; también se pueden observar mínimos que corresponden a frecuencias con energías próximas a algunas de absorción de ciertas moléculas presentes en las capas de la atmósfera, como el Ozono, que absorbe la radiación ultravioleta, pero también el Agua y el Dióxido de Carbono.

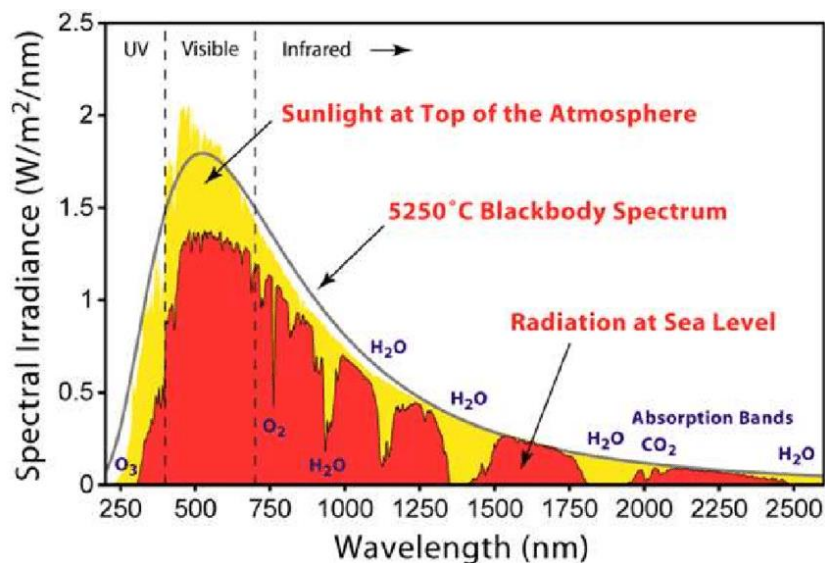


Figura 10. Ilustración del espectro solar a su llegada a la atmósfera y a nivel del mar.

Fuente: [17]

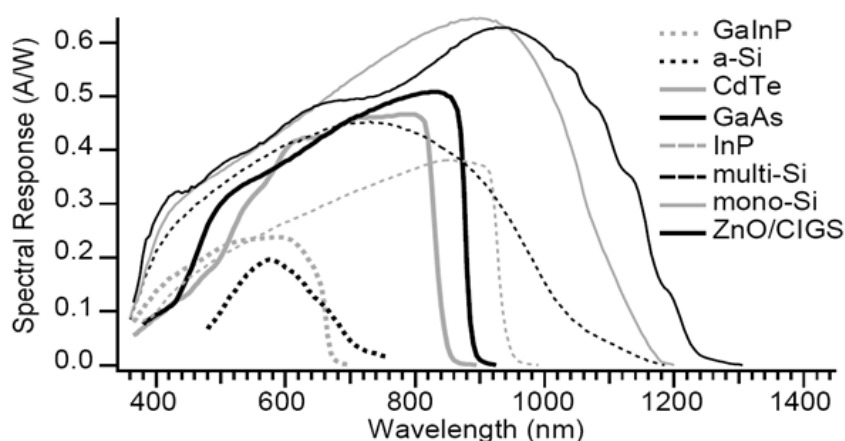


Figura 11. Respuesta espectral para diferentes materiales de células solares. Las unidades en que se miden son A/W, como Amperios de señal eléctrica de salida divididos por Vatios de potencia del haz de luz incidente.

Fuente: [26]

En este espectro se puede observar que la mayor densidad energética está comprendida, sobre todo, en las longitudes de onda del espectro visible, entre 400 nm y 700 nm aproximadamente, por lo que, atendiendo a la Figura 17, el Silicio es de los únicos materiales estudiados en esta gráfica que tiene su pico dentro de este rango, o incluso dentro del mismo en el caso de su forma amorfa. Esto unido a que es un material muy abundante y con un amplio conocimiento sobre el mismo, motiva a su utilización. No obstante, últimamente se están abriendo líneas de investigación que emplean materiales multiunión, de 3 o más elementos semiconductores, con diferentes respuestas espectrales para abarcar la mayor cantidad de espectro posible.

3. Causas y efectos de la suciedad sobre un panel fotovoltaico

3.1. Introducción a la suciedad

Una vez conocidos los principios de la generación fotovoltaica, se va a dirigir este proyecto hacia su propósito de investigación, el análisis de las pérdidas de energía en plantas fotovoltaicas debido a la deposición de suciedad sobre los paneles, que ocupan el tercer factor más importante en las pérdidas de una central fotovoltaica por ambientes externos, tras la irradiancia y la temperatura [27]. Para ello, se van a comentar algunos aspectos introductorios sobre la suciedad y sobre el efecto que causa su deposición sobre los paneles fotovoltaicos.

El problema de la deposición de suciedad y la consecuente reducción de potencia en los paneles fotovoltaicos por ello está presente en todas las plantas de generación de este tipo. Sin embargo, este fenómeno afecta de forma desigual a cada una de ellas y depende sobre todo del entorno en el que se encuentre el parque, pero no exclusivamente de ello, existen otros factores, externos o internos, naturales o antrópicos, que también afectan en gran medida, como se verá a lo largo del estudio. El valor de las pérdidas causadas por suciedad puede oscilar entre valores de un 5 % de pérdidas de producción anual en climas con lluvias moderadas y templados hasta un 40 % anual en climas secos, áridos o desérticos. Además, existen fenómenos como el rocío nocturno, que ayuda a la cementación y adhesión de la suciedad, dificultando su eliminación y motivando un replanteamiento de las técnicas de limpieza tradicionales. [28]

Además, la medida de suciedad es un campo relativamente nuevo, existen multitud de opiniones sobre ella, pero aún faltan conocimientos sobre su medición y datos históricos. [29]

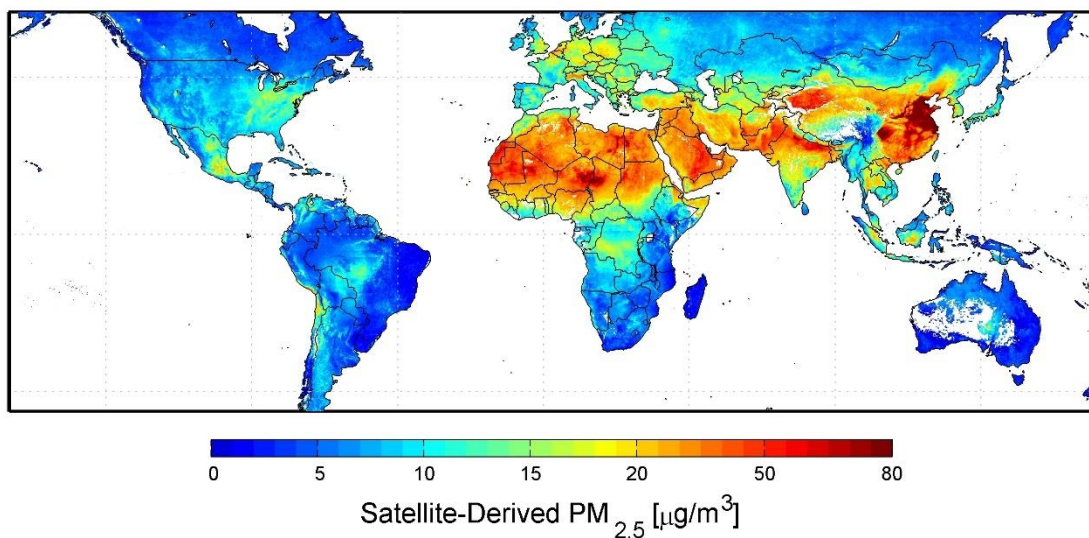


Figura 12. Mapamundi con la distribución de densidad de partículas con diámetro menor a 2,5.

Fuente: [30]

Las partículas se adhieren a las superficies debido a gravedad, fuerza electrostática o efectos mecánicos, provocados por el viento o el agua. Tras su deposición, se mantienen adheridos por efectos de doble superficie de carga (*Electrical Double Layer*, EDL, por sus siglas en inglés), la cual crea superficies cargadas cuando se

expone un sólido aun fluido, que provoca la atracción de otras cargas; efectos de energía superficial, aquella necesaria para romper los enlaces que dan lugar a una determinada superficie en un elemento; y efectos capilares, cuando un fluido es capaz de moverse en oposición de fuerzas como la gravedad, resultado de la adhesión y la tensión superficial; en adición a la gravedad y las fuerzas electrostáticas. [25]

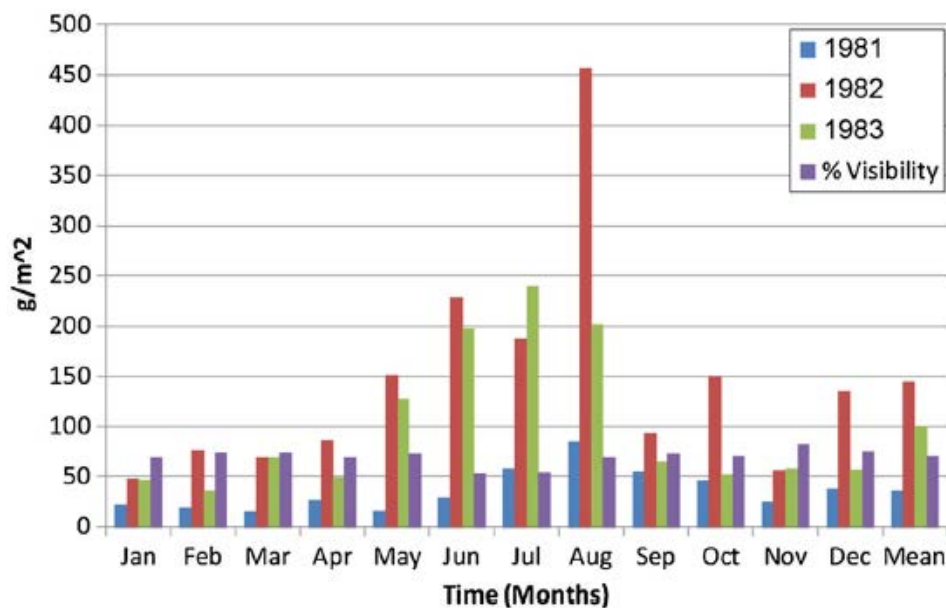


Figura 13. Gráfica con la deposición de suciedad por mes para 3 años en Kuwait, el porcentaje de visibilidad (% visibility en el gráfico) hace referencia a la cantidad de horas durante el día que se puede ver suciedad en el aire a simple vista, con una media del 27 % prácticamente constante a lo largo del año, pese a no mostrarse su eje.

Fuente: [25]

Nótese de la gráfica anterior que la deposición de suciedad puede variar mucho de un año en otro, dado que depende de factores como la actividad humana, la presencia de humedad y de lluvia en momentos determinados del año, del polvo suspendido y levantado, entre otros. A continuación, se van a analizar los papeles que cumplen ciertos factores más determinantes en cuanto a la deposición de suciedad y, más adelante, se analizarán qué condiciones, parámetros o decisiones relativas a la generación fotovoltaica y a todo lo que englobe a esta afectan a las pérdidas debidas a la suciedad.

3.2. Factores que influyen en el ensuciamiento

3.2.1. Concentración de partículas en el ambiente

Para el análisis de este factor se han extraído datos del experimento descrito en [31], realizado en un túnel de viento. En él, las células fotovoltaicas fueron siempre puestas con inclinación horizontal (0°) en el túnel, paralelas al flujo de aire. En el experimento realizado se tenía la capacidad de cambiar la velocidad del viento y la descarga de suciedad a este aire, resultando una cierta combinación de ambos factores en una densidad concreta de suciedad en el viento. En el túnel el aire presentaba bajos niveles de turbulencia, no obstante, los resultados también se contrastaron en campo. Si bien, este experimento fue realizado únicamente para un tipo de suciedad y de célula, previsto como futuros estudios ampliarlo para otros tipos de ambas. En las tres siguientes figuras, Figura 20, Figura 21 y Figura 22, se puede observar el efecto que producen diferentes tasas de descarga para una velocidad de viento de 1,86 m/s sobre los parámetros I_{SC} , V_{OC} y P_{MAX} de la célula; en ellas se puede ver que, para mayores tasas de descarga, mayores reducciones se consiguen en estos parámetros, afectando más a I_{SC} y P_{MAX} dado que estos parámetros son más sensibles a la reducción de la radiación recibida por la célula que V_{OC} . También se puede observar que el efecto no es lineal con el aumento de la concentración de suciedad en aire, y que se consigue cada vez que aumentamos esta en el mismo factor, un menor incremento de su reducción.

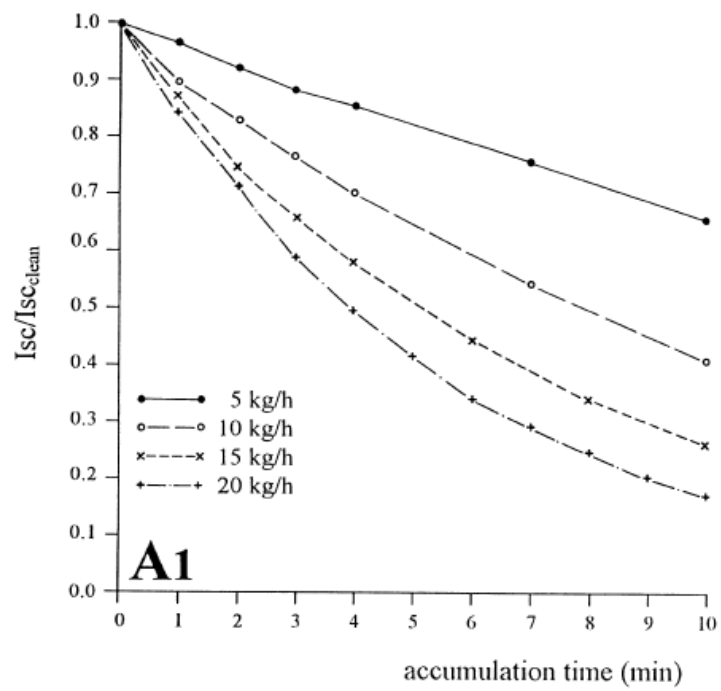


Figura 14. Evolución de la corriente de cortocircuito normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la concentración de partículas en el viento, para una velocidad de viento constante de 1,86 m/s.

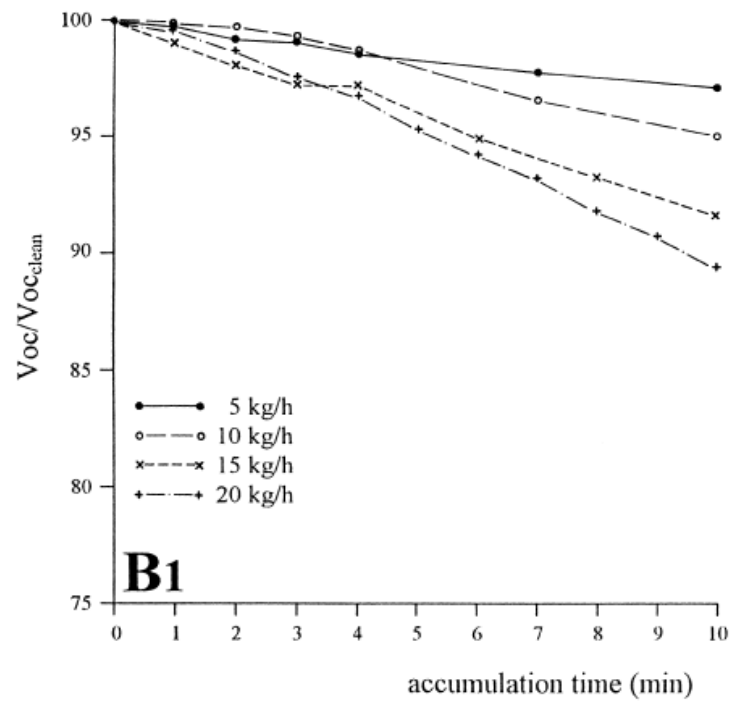


Figura 15. Evolución de la tensión de circuito abierto normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la concentración de partículas en el viento, para una velocidad de viento constante de 1,86 m/s.

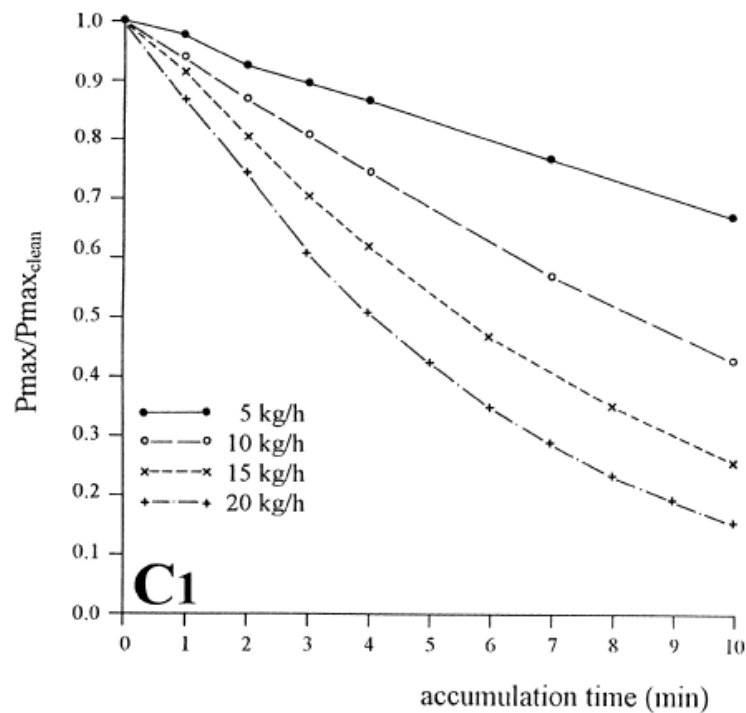


Figura 16. Evolución de la potencia máxima normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la concentración de partículas en el viento, para una velocidad de viento constante de 1,86 m/s.

Fuente: [31]

También cabe mencionar que la presencia de partículas en el ambiente produce una disminución de la radiación incidente no solo por la mayor deposición que provocan sino por el mero hecho de su presencia en el aire, entre la célula y la fuente de radiación. En este caso es evidente que una mayor concentración de partículas en el aire conlleva a una mayor reducción de la radiación que alcanza la célula y no se introducirá la gráfica correspondiente. Sin embargo, en el apartado relativo a la velocidad de viento, en función de la cual también se estudió este efecto, sí que se incluirá esta gráfica al no ser tan intuitivo.

3.2.2. Lluvia

La Lluvia es uno de los factores que más afectan a la evolución de las pérdidas por suciedad en una planta fotovoltaica, debido al doble efecto tanto limpiador como ensuciador que produce sobre los paneles. De la investigación realizada en [27] se ha obtenido un ejemplo ilustrativo de la evolución del *Soiling Ratio*, descrito en este caso

en función de las corrientes de cortocircuito normalizadas de un módulo limpio contra otro sucio, en una planta a lo largo de un año, calculado de forma diaria (SR_D).

Para comparar las medidas de suciedad con el rendimiento de la planta se ha utilizado el *Power Performance Index* (PPI, por sus siglas en inglés), que es la potencia diaria normalizada con las condiciones estándar (STC), es decir, dividida por la que se esperaría obtener a estas condiciones. Como se puede ver en la Figura 23, la tendencia general de las pérdidas por suciedad es seguir al PPI, sin embargo, en los meses de Febrero, Marzo y Abril, aparece una desviación respecto a este parámetro, esto es seguramente explicable por la presencia de suciedad heterogénea en los módulos, explicada también por la existencia de lluvias durante este periodo que no producen mejoras en el PPI, sino que en alguna ocasión incluso provocan reducciones, esto es explicable a su vez por el segundo efecto ensuciador y heterogeneizador de la lluvia. En términos generales, el SR_D va disminuyendo a lo largo de días sin lluvia con un ritmo aproximadamente constante. En estas gráficas hay limpiezas semanales que se pueden observar en las variaciones de la línea de SR_D sin presencia de lluvias.

En la Figura 24 se observa tanto la probabilidad acumulada de que un evento de lluvia implique una cierta cantidad de agua caída o menor, como la probabilidad que existe de que esa cantidad de lluvia recupere un cierto valor del *Soiling Ratio*. Según la gráfica se requeriría un mínimo de 3,5 mm para producir recuperaciones en el SR con un 50 % de probabilidades.

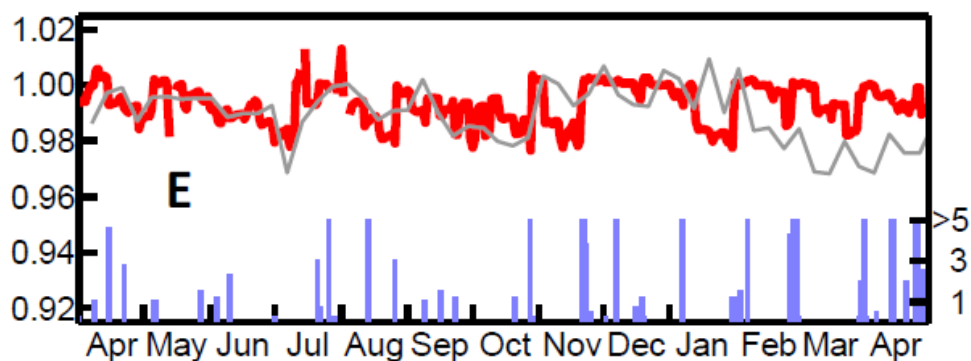


Figura 17. La línea roja gruesa es el SR_D medio diario, la línea gris fina es el PPI normalizado por semana y las barras azules son la lluvia diaria en mm.

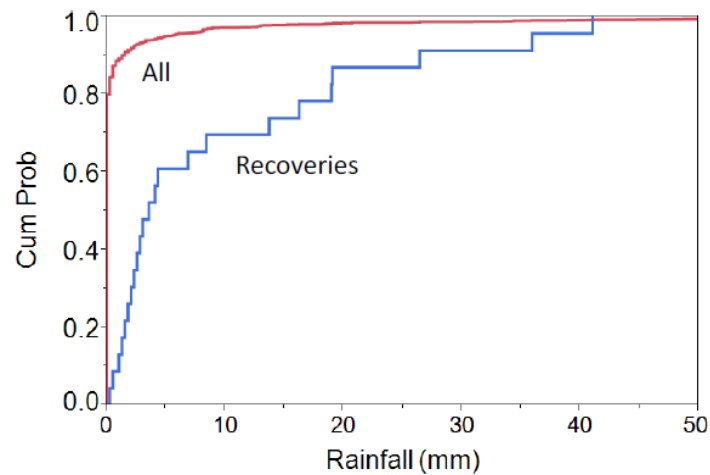


Figura 18. Probabilidad acumulada de que esa cantidad de lluvia limpie algún porcentaje del Soiling Level (línea azul) y probabilidad acumulada de que se dé una lluvia de cierta cantidad o menor (línea roja).

Fuente: [27]

3.2.3. Humedad relativa y rocío

La humedad posee un papel importante a la hora de adherir la suciedad a los módulos, dado que es capaz de producir que la suciedad seca forma una capa pegada al mismo, difícil de eliminar incluso para eventos de lluvia intensa y pudiendo dar lugar a situaciones de suciedad heterogénea, sobre todo para módulos con ángulos de inclinación bajos. Para este análisis se ha basado en el experimento realizado en [32], de este se desprende lo reflejado en la Figura 25, en la cual se refleja la humedad media diaria durante el mes de Julio para una planta en Kuwait, con el porcentaje de pérdidas en la producción diaria comparando con un módulo de referencia limpio. Esta imagen expresa claramente un aumento en las pérdidas tras la presencia de altos valores de humedad en el décimo día, las leves mejoras que se producen días después del décimo séptimo día son atribuidas a la acumulación de suciedad seca, que fue limpiada por el viento, de forma natural.

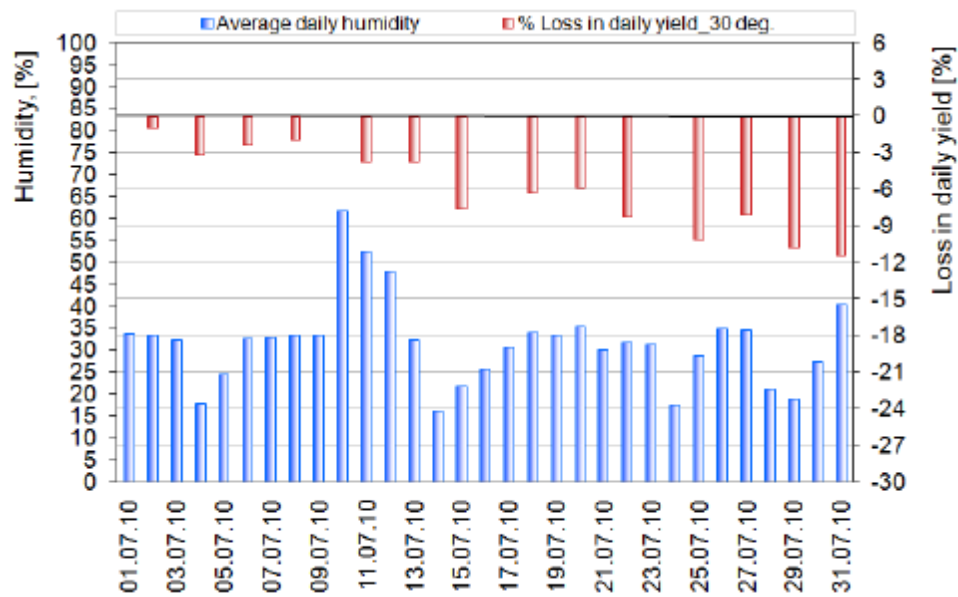


Figura 19. Pérdidas en producción comparadas con un módulo limpio durante un mes según la evolución de la humedad relativa durante ese mismo mes.

Fuente: [32]

Este mismo efecto es causado también por el rocío o las lluvias poco intensas. En algunos dispositivos de medida de suciedad, como el Dust IQ analizado en un apartado posterior, la presencia de agua en la superficie de medición puede alterar las medidas aumentando el valor del *Soiling Ratio* debido al efecto reflectivo del agua, como se ve en la Figura 26. Sin embargo, este efecto desaparece rápido con la evaporación de este; pudiendo, eso sí, contribuir a la acumulación y a una mayor adhesión de la suciedad.

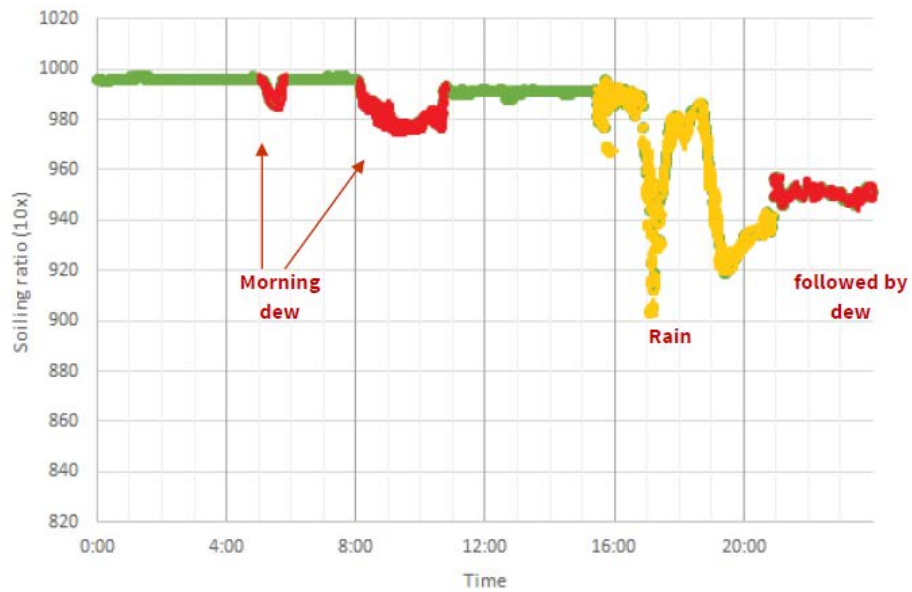


Figura 20. Efecto del rocío sobre la medida del Dust IQ.

Fuente: [29]

3.2.4. Viento y tormentas de arena

Del estudio realizado en [31] también se han extraído datos de una parte del cual en la que se investigó acerca de la influencia de la velocidad del viento en la deposición de partículas de suciedad, en las Figuras 27, 28, 29, 30 se observan gráficas con los resultados del experimento realizado, afectando la velocidad del viento negativamente sobre la deposición de suciedad, aumentado esta para mayores velocidades de viento, afectando de forma similar a lo discernido sobre el factor de concentración de partículas en el viento.

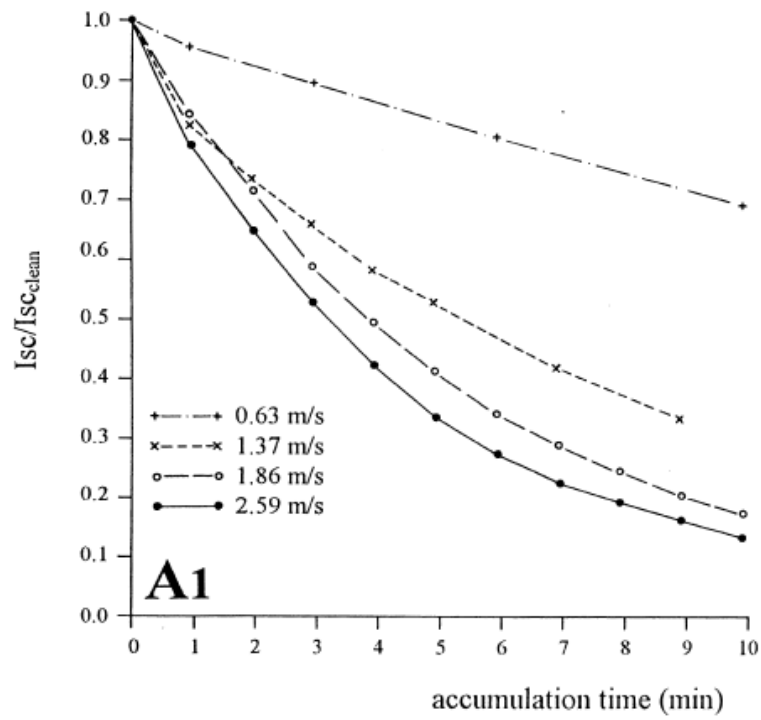


Figura 21. Evolución de la corriente de cortocircuito normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la velocidad del viento, para una concentración de partículas en viento constante de $2,25 \text{ g/m}^3$.

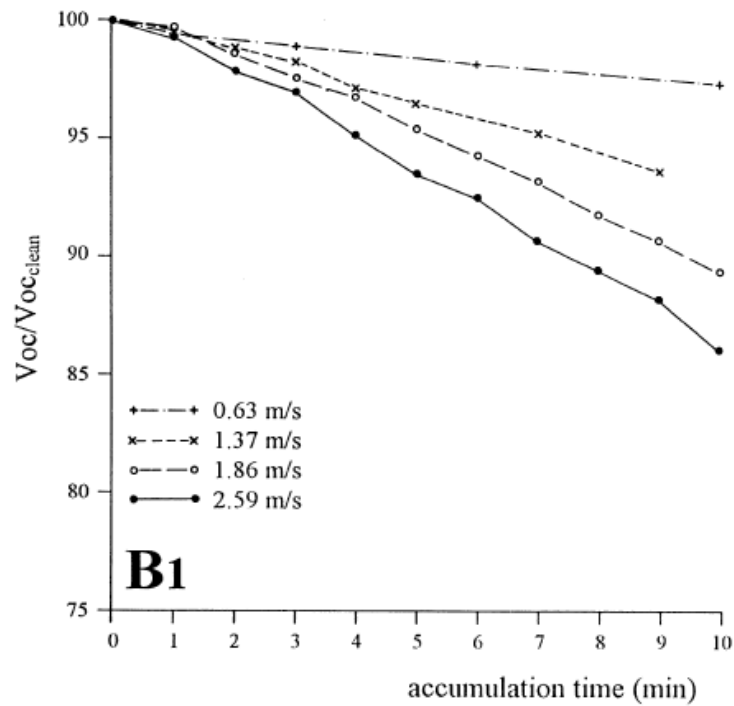


Figura 22. Evolución de la tensión de circuito abierto normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la velocidad del viento, para una concentración de partículas en viento constante de $2,25 \text{ g/m}^3$.

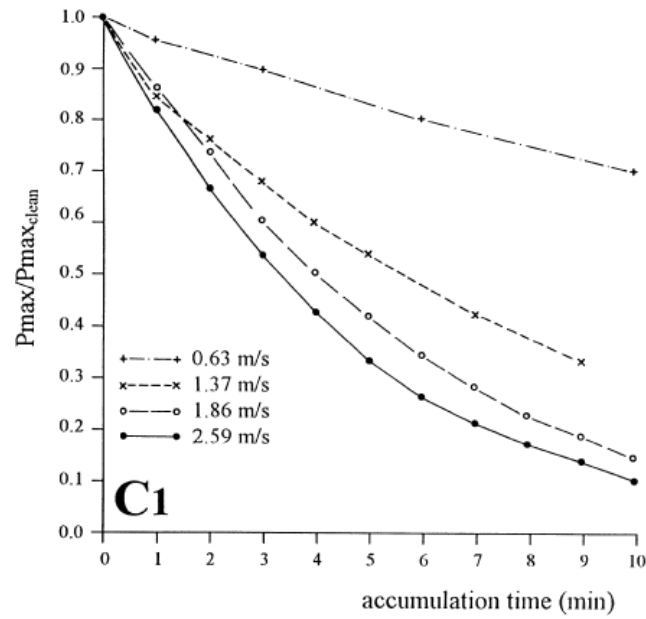


Figura 23. Evolución de la potencia máxima normalizada de una célula en un túnel de viento a lo largo del tiempo variando la velocidad del viento, para una concentración de partículas en viento constante de 2,25 g/m³.

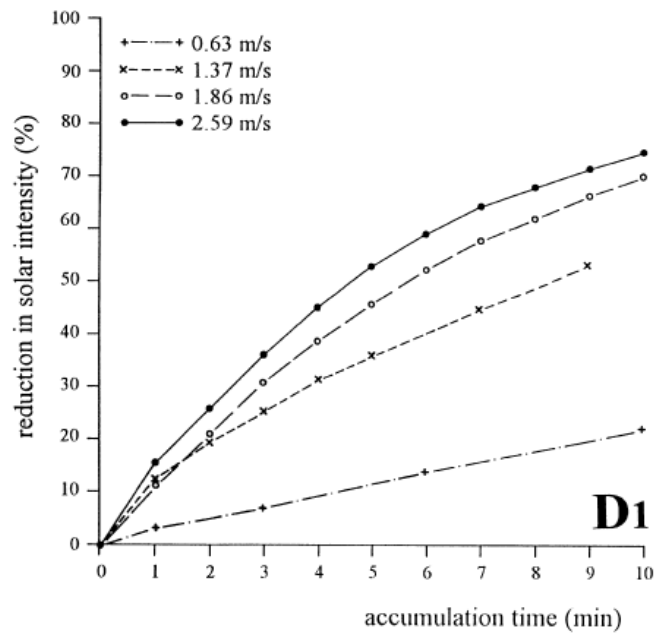


Figura 24. Evolución de la reducción de la intensidad luminosa que alcanza a la célula en el túnel de viento a lo largo del tiempo variando la velocidad del viento, para una concentración de partículas en viento constante de 2,25 g/m³.

Tabla 1. Tabla con el tiempo necesario para alcanzarse una deposición de suciedad de 20 mg/cm², la altura máxima que alcanza esa capa de suciedad y el espaciado máximo que ocupa una zona sin suciedad.

Table 2. Height and spacing of the dust ripples on the PV cell (data refer to a dust density of 20 mg cm⁻²)

Wind velocity (m s ⁻¹)	Sedimentation time (min)	Ripple height (cm)	Ripple spacing (cm)
0.63	53.2	0.0103	0.07
1.37	16.9	0.0059	0.23
1.86	11.1	0.0046	0.25
2.59	9.3	0.0037	0.30

Fuente: [31]

Como se ve, a velocidades bajas la deposición es más uniforme y lenta y, por lo tanto, la altura de la deposición aumenta, como se ve en la Tabla 1, dado que el propio viento no es lo suficientemente fuerte como para aplanar la suciedad depositada, mientras que el espaciado disminuye notablemente por una mayor homogeneidad en la distribución de la suciedad.

En cuanto al análisis de la dirección del viento observado en [18], estudios realizados en dos localizaciones en Singapur, con cristales orientados hacia Noreste, Noroeste, Sureste y Suroeste, con un viento predominante en la localización con dirección Noroeste muestran que los cristales orientados hacia la dirección Sureste, dirección que posee viento de cara hacia el cristal, poseían una menor reducción de las pérdidas de transmisión del cristal debidas a la acumulación de suciedad, como se puede observar en la Figura 31. Se piensa que una explicación a este fenómeno es el doble efecto del viento depositando suciedad o impulsando a la lluvia contra los paneles y limpiándolos; en el caso de encontrarse el cristal con el viento de cara, el efecto de deposición es mayor, pero también el efecto de limpieza, por lo que puede explicarse que en ciertas zonas tropicales este segundo efecto pueda superar al primero, resultando beneficioso tener el viento de cara.

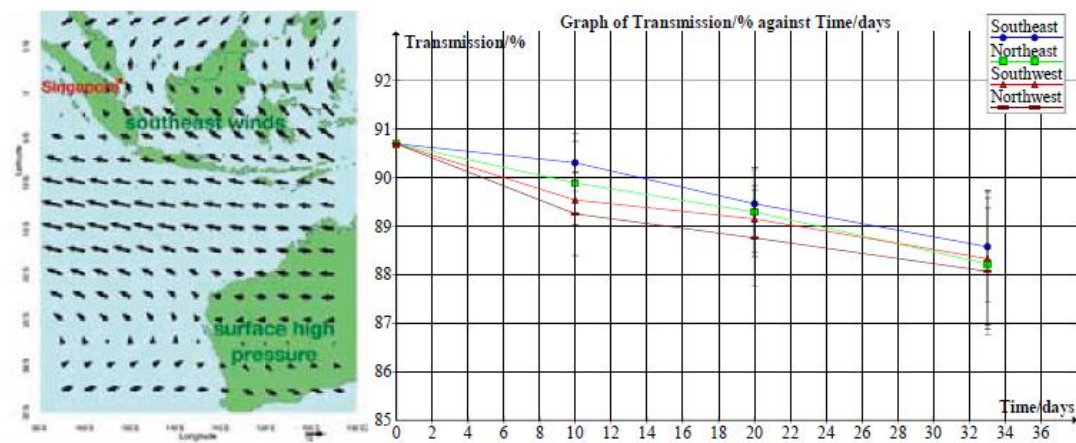


Figura 25. A la derecha, evolución de las pérdidas de transmisión de los cristales según su orientación a lo largo de 36 días; a la izquierda, viento predominante durante este periodo de tiempo según la Agencia Nacional de Medioambiente de Singapur.

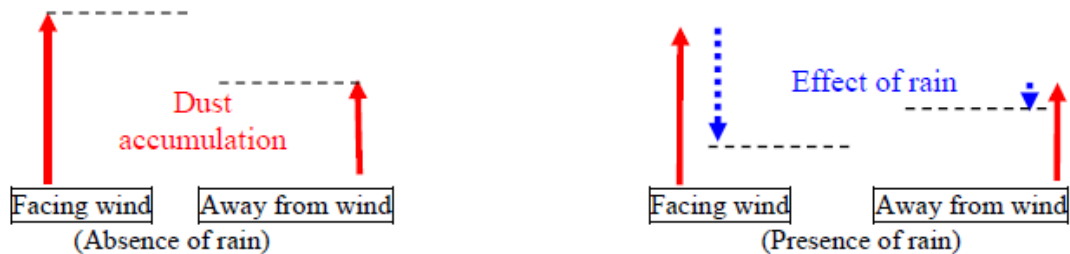


Figura 26. Esquema del doble efecto del viento en la deposición y limpieza de suciedad.

Fuente: [33]

En este apartado se quiere hacer mención también a los fenómenos meteorológicos más extremos protagonizados por el viento, como las tormentas de arena, las nubes de polvo o los tornados, los cuales pueden provocar aumentos considerablemente grandes y súbitos en las pérdidas por suciedad de una planta fotovoltaica y pudiendo causar daños en sus activos. Al contrario de lo que se piensa, algunas veces estos fenómenos se producen con una intensidad baja y por lo cual son difícilmente perceptibles, pero pueden ser lo suficientemente impactantes como para incurrir en la necesidad de su estudio. Además, conllevan la particularidad de que su frecuencia es mayor en zonas de alta radiación solar, como se puede ver en el ejemplo de la Figura 33 con la probabilidad mundial de ocurrencia de tormentas de arena,

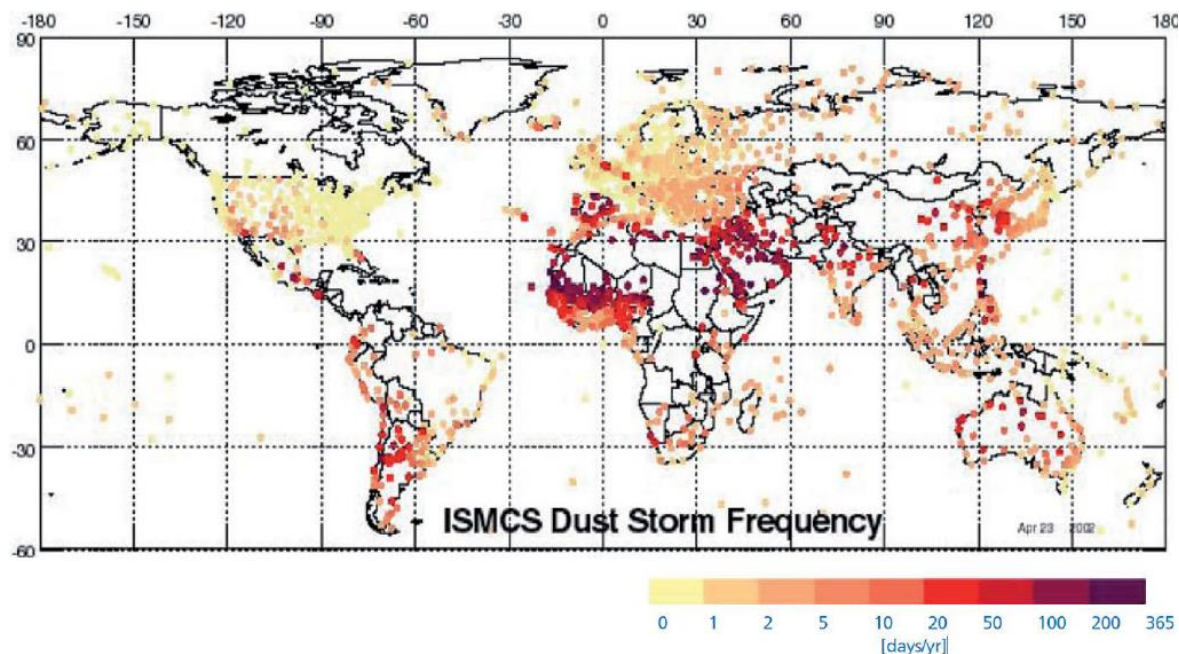


Figura 27. Mapamundi con probabilidad cuantitativa de ocurrencia de tormentas de arena anuales.

Fuente: [34]

3.2.5. Tamaño de partícula

Se ha empleado la información del experimento recogido en [35] para obtener la influencia del tamaño de las partículas en su capacidad de deposición. En él, se ha recurrido a una prueba en la cual se colocaron tres tipos de módulos fotovoltaicos comerciales: un policristalino, un monocristalino y otro de Silicio amorfo; estos fueron dispuestos en la azotea del Departamento de Ingeniería Química de la Universidad de Sonora, en México, bajo condiciones reales de operación y montados sobre sistemas de seguimiento solar. El experimento se realizó durante 90 días, de agosto a diciembre.

Si observamos la Figura 34, y teniendo en cuenta que el dispositivo de medición del tamaño de las partículas no era capaz de medir por debajo de $0,4 \mu\text{m}$, se aprecia el máximo está situado alrededor de $0,8 \mu\text{m}$; parece lógico que partículas a partir de un cierto tamaño sean cada vez más difíciles de adherirse a la superficie dada su mayor masa y exponerse más al viento, por su mayor tamaño. Sin embargo, resulta más interesante la Figura 35, dado que lo más importante desde el punto de vista de las pérdidas por suciedad es ver qué tamaño de partículas cubre un mayor porcentaje de área de la superficie de los módulos, en esta gráfica se pueden apreciar dos máximos, uno en $0,83 \mu\text{m}$, originado probablemente dado que la mayor cantidad de partículas

depositadas son de este tamaño; y otro a 13,61 μm , probablemente debido a un compromiso entre tamaño y cantidad depositada.

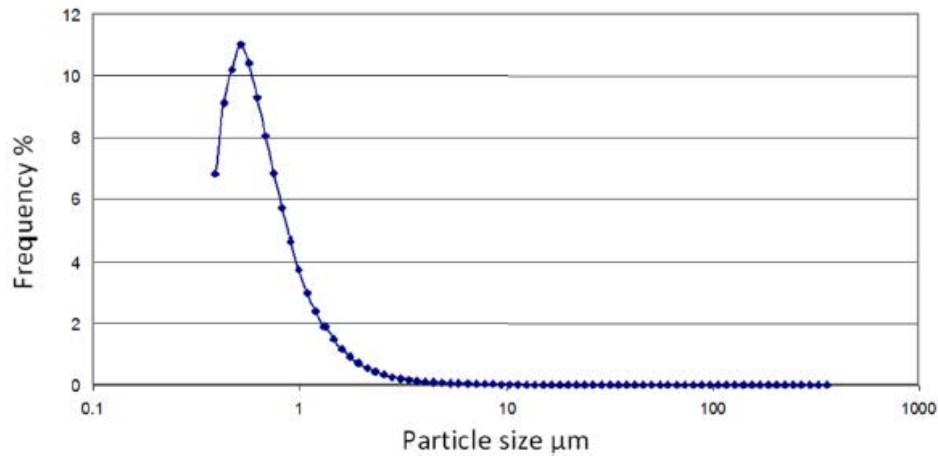


Figura 28. Porcentaje de presencia respecto del número total de partículas de la superficie para cada tamaño de partícula.

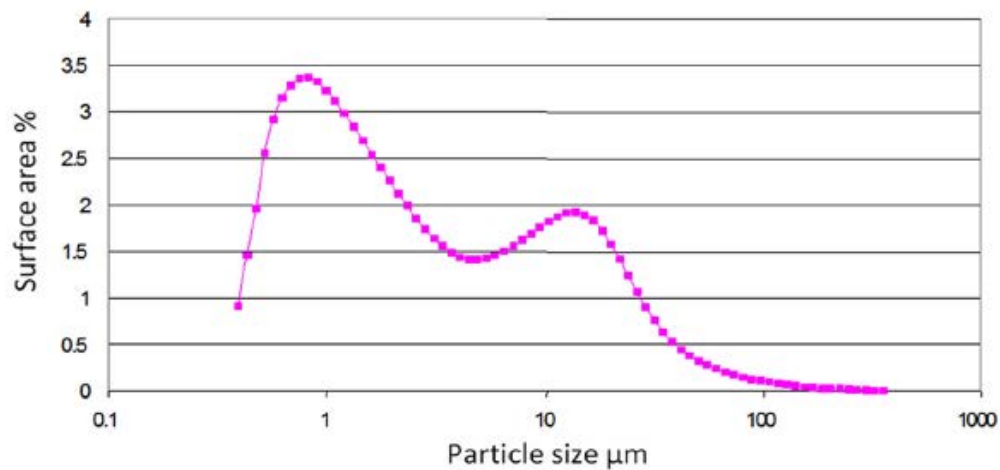


Figura 29. Porcentaje de cobertura de área respecto del área total de la superficie para cada tamaño de partícula.

Fuente: [35]

3.2.6. Inclinación del panel

Recogido del artículo [36], se muestra el efecto de la inclinación del panel en la deposición de suciedad, valorando el efecto de la lluvia en el periodo analizado y sin valorarlo. Para ello, se emplearon muestras de cristal expuestas a las condiciones ambientales que eran iluminadas periódicamente para medir sus transmitancias con un espectrómetro. Se recogieron datos a las tres semanas, a las cinco semanas y a las ocho

semanas, durando el experimento un total de cincuenta y seis días y de sus resultados mostrados en las Figuras 36 y 37 se puede deducir que una mayor inclinación del cristal (90° corresponde a posición vertical del cristal) conlleva unas menores pérdidas de transmisión debido a una menor acumulación de suciedad, tanto teniendo en cuenta el efecto de la lluvia como sin tenerlo, como era de esperar debido a la mayor contribución de la fuerza de la gravedad para evitar la adhesión de partículas en el panel. Sin embargo, también se debiera analizar, pese a que este experimento se ha realizado en condiciones ambientales externas normales, el efecto de la lluvia más de cerca, considerándose el valor, por ejemplo, del $SR^{P_{\max}}$ en futuros experimentos, debido al efecto heterogeneizador que puede tener la lluvia sobre la suciedad en paneles con inclinación más horizontal.

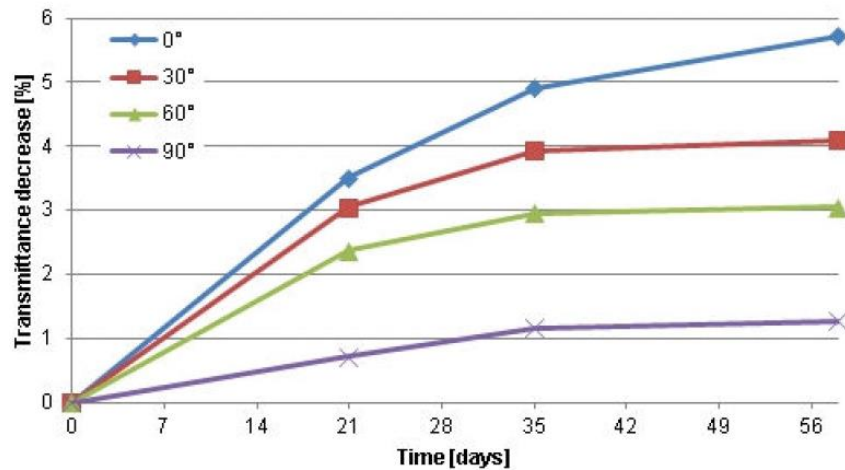


Figura 30. Evolución de las pérdidas de transmitancia para diferentes inclinaciones de los cristales y sin tener en cuenta el efecto de la lluvia, para el periodo de cincuenta y seis días estudiado.

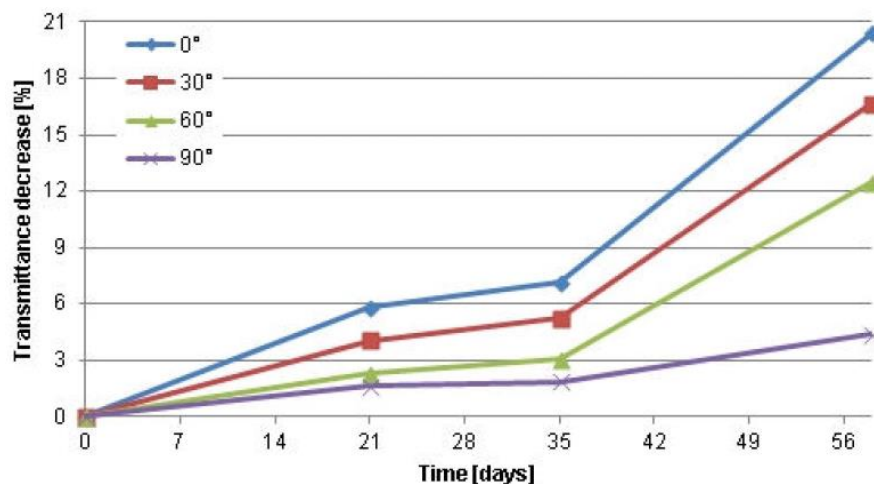


Figura 31. Evolución de las pérdidas de transmitancia para diferentes inclinaciones de los cristales y teniendo en cuenta el efecto de la lluvia, para el periodo de cincuenta y seis días estudiado.

Fuente: [36]

3.3. Factores que influyen en las pérdidas por suciedad

3.3.1. Homogeneidad de la suciedad

Según el artículo [6], y como ya se ha analizado, una de las mayores diferencias entre las medidas de suciedad según SR^{Isc} y $SR^{Pmáx}$ es su rendimiento en casos de suciedad no uniforme o heterogénea en los módulos, la cual puede resultar en pérdidas de potencia considerablemente superiores a las mostradas según estos parámetros, aunque menos error es incurrido con la medida a través del punto de potencia máxima. En esta medida, se pueden observar ciertos patrones que indican la presencia de suciedad no uniforme; como se observa en la Figura 38, en las curvas I-V de los paneles fotovoltaicos sombreados parcialmente o con suciedad acumulada en ciertos puntos del panel, aparecen escalones en estas curvas cerca del punto de máxima potencia, mientras que la corriente de cortocircuito permanece prácticamente inalterada siempre que el panel no presente también suciedad homogénea y, aún en ese caso, el escalón se haría entrever por causar mayores descensos en la potencia máxima producida que los que se producirían con una curva I-V con suciedad homogénea.

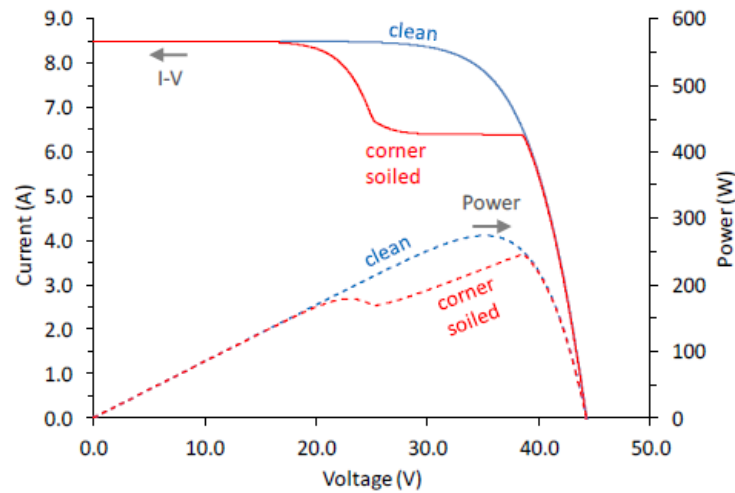


Figura 32. Curva I-V de un string de módulos afectados de acumulación de suciedad heterogénea.

Fuente: [41]

El patrón de acumulación de polvo y otros agentes ensuciadores sobre las superficies fotovoltaicas depende de muchos factores, como se ha visto en el análisis de los más importantes de ellos en el apartado anterior, incluyendo también las características del tipo de contaminante, los mecanismos de orientación, las estructuras... El uso de los mecanismos de orientación, de hecho, puede producir un gran perjuicio provocando acumulación no uniforme de suciedad por las noches según el ángulo de descanso en el cual se encuentren durante este tiempo [37]. Sin embargo, normalmente la suciedad heterogénea aparece en los bordes de los módulos fotovoltaicos, debido a la presencia del marco, y generalmente en la parte inferior de estos debido al efecto de la gravedad; no obstante, no siempre es así, como se muestra en un ejemplo en la Figura 39. Este efecto es mayor en los módulos que se montan con bajos ángulos de inclinación, como ya se ha indicado en el estudio del efecto del ángulo de inclinación en el apartado anterior.



Figura 33. Ilustración de unos módulos con suciedad no homogénea en los marcos laterales. Caso sucedido en Cartagena, Murcia, con una disposición de suciedad no homogénea, acumulada a lo largo de las primeras filas de los módulos.

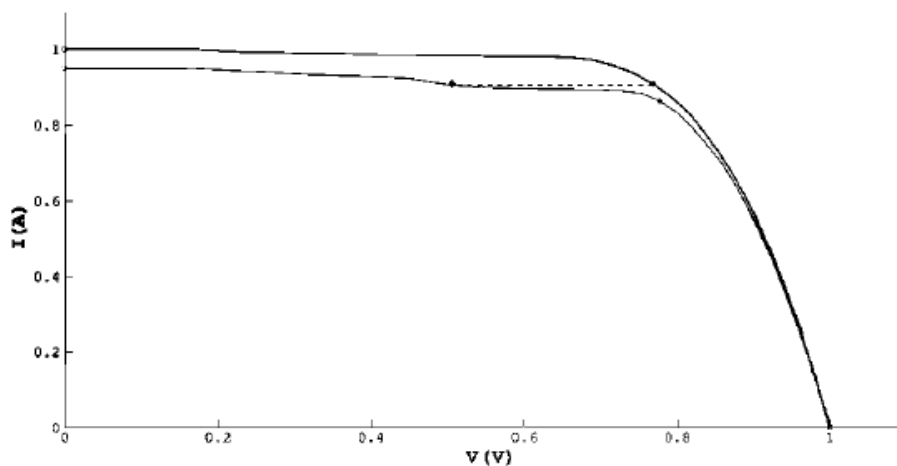


Figura 34. Curvas I-V del módulo mostrado en la Figura 39 antes y después de limpiarlo, normalizadas a la corriente de cortocircuito del módulo limpio.

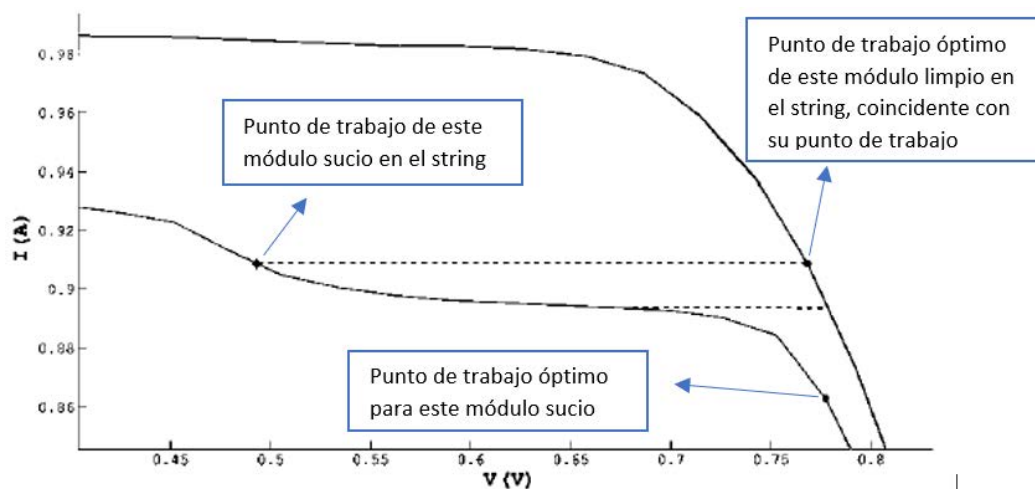


Figura 35. Curva I-V anterior con zoom sobre el punto de operación óptimo y del punto de operación que está ocupando.

Fuente: [37]

De estas figuras se desprende que las pérdidas por tensión de operación aumentan cuando el módulo afectado es parte de un *string*, dado que el inversor fuerza a trabajar al punto de máxima potencia de los módulos limpios y la corriente por el *string* debe ser única y la misma para todos ellos, por lo que, dada la forma que adquiere la curva I-V de los paneles con suciedad no homogénea como los analizados aquí, es necesario que se reduzca notablemente la tensión de operación de estos paneles para trabajar a la corriente que de máxima potencia a los menos sucios o aquellos con suciedad uniforme. Estas pérdidas de tensión pueden ser varias veces superior a las pérdidas por descenso de corriente debidas a suciedad homogénea. De esta forma, las pérdidas de potencia de los paneles fotovoltaicos sucios en *strings* pueden ser mayores que las medidas cuando estos módulos se consideran de forma aislada.

Además, también es necesario considerar la contribución de la suciedad no homogénea a la aparición de puntos calientes, que pueden mermar la vida útil de la célula cuando se producen calentamientos severos, considerados así generalmente con temperaturas de punto caliente de más de 20 °C de diferencia con la temperatura del resto del módulo, ocasionando una degradación prematura. Esto es debido a que en el momento en que se obliga a un módulo heterogéneamente sucio a circular una corriente que no puede dar, puede hacer que ciertas células de este comiencen a operar en polarización inversa para poder dar esta corriente, disipando y no produciendo potencia y, por lo tanto, calentándose.

Es importante, por tanto, conocer como es el patrón de disposición de suciedad para saber si colocar los módulos en vertical u horizontal, sería más adecuado colocarlos en horizontal cuando la suciedad tiende a acumularse formando una línea en la base inferior del módulo, para que así solo afecte a una columna del mismo y, por lo tanto, un solo diodo de *baipás* permitiría evitar el efecto de la suciedad, perdiendo únicamente un tercio de la producción del módulo; mientras que si los colocásemos en vertical, actuarían los tres diodos de *baipás* y perderíamos la producción del módulo entero, esto es aplicable en el caso de que la suciedad produzca un impacto lo suficientemente severo sobre la curva de los módulos que produzca la aparición de

células trabajando en polarización inversa y, consecuentemente, puntos calientes; o que sea necesaria la actuación de los diodos de baipás por sombreadamiento o suciedad.

3.3.2. Diferencias entre día y noche

Para realizar este análisis se ha escogido mostrar una localización con grandes afecciones por suciedad, altos niveles de radiación a lo largo del año y grandes diferencias climáticas entre el día y la noche, por ello, se ha realizado apoyándose en el experimento realizado en [38], en la Estación Meteorológica del Instituto Jacob Blaustein para investigación en el desierto, situado en Sede Boqer, Israel; esta estación se encuentra más concretamente en la parte Norte del desierto de Negev. El experimento estudiado en esta localización se realizó durante tres años.

En la Figura 42 se encuentra el coeficiente de la concentración de suciedad en el aire a 1 m por encima del nivel del suelo para el día y la noche; de ella se desprende la superior cantidad de concentración de partículas en el aire durante el día, sobre todo debido a la mayor velocidad de viento durante este periodo en la mayor parte del año, que arrastra partículas del suelo al encontrarnos en una zona desértica.

La suciedad fue recogida en unos colectores de mármol, y se analizó la velocidad de deposición de las partículas durante el día y durante la noche, observable en la Figura 43; de este análisis se concluyó que no existía una dependencia estacional de la acumulación, si bien en un clima tan extremo no existen variaciones climática muy drásticas a lo largo del año, como se puede ver en los gradientes que se aprecian en esa figura a lo largo de todo el año, incluso para meses consecutivos. Tampoco se pudo atribuir esta diferencia a la presencia de rocío en ciertos meses, dado que, durante los meses con cantidades de rocío moderadas, los valores de la velocidad de acumulación por la noche en función de la velocidad del viento no distaban demasiado de los valores de meses con baja presencia de rocío, para la misma velocidad del viento, como se puede ver en la Figura 44; sin embargo, el efecto del rocío sí que contribuyó a la formación de estructuras compactas y fuertemente adheridas de suciedad en los colectores, lo cual les permitía resistir la erosión del viento. Por ello, se concluyó que la principal causa entre las diferencias de deposición entre día y noche era debido al efecto de la velocidad del viento, que provocaba una mayor concentración de partículas en aire durante el día, y esta era la principal causa de esta diferencia.

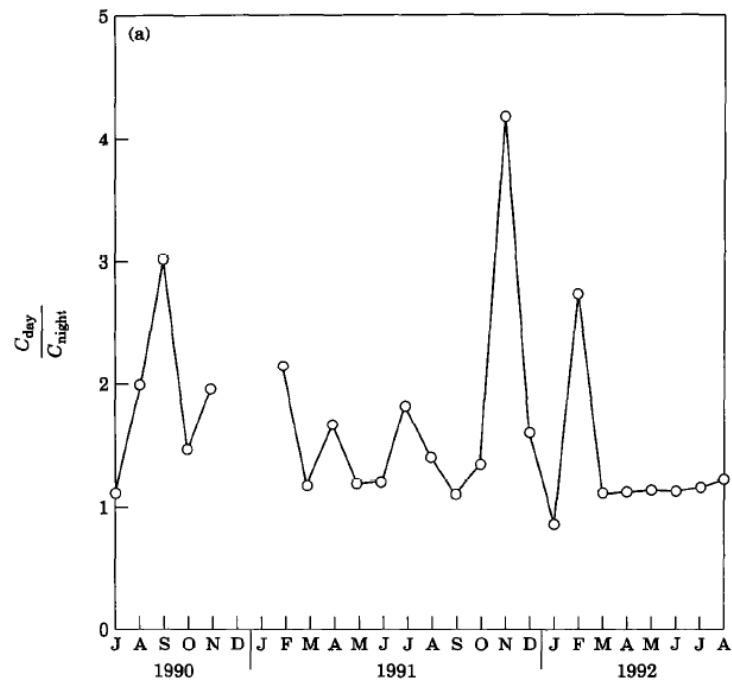


Figura 36. Evolución del coeficiente entre las concentraciones de suciedad en aire en la localización analizada durante el día y durante la noche a 1 m sobre el nivel del suelo, para tres años de análisis.

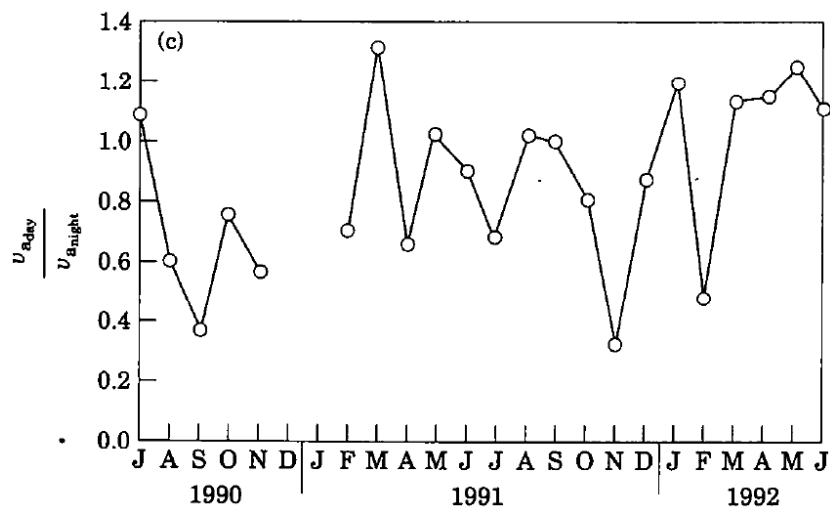


Figura 37. Evolución del coeficiente de las velocidades de acumulación de partículas durante el día y durante la noche, para los tres años de estudio.

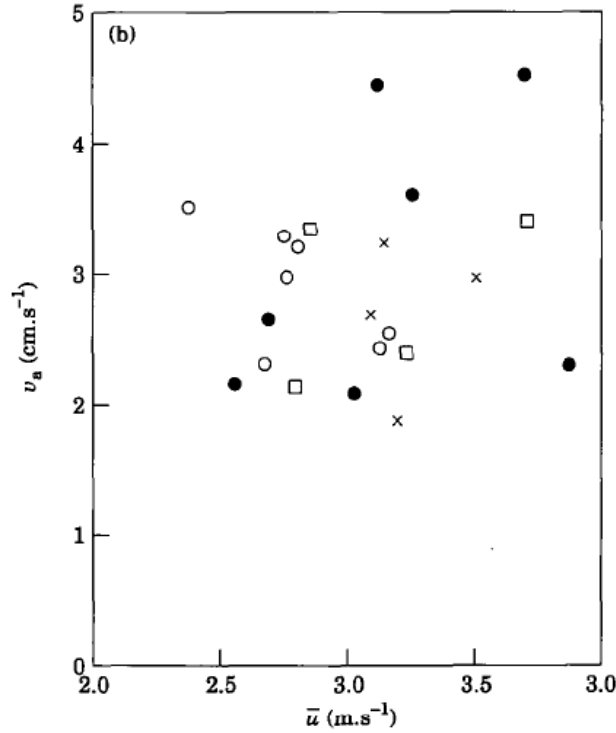


Figura 38. Velocidad de acumulación mensual en función de la velocidad media a 3,5 m por encima del nivel del suelo, durante la noche. Los círculos representan meses con alta cantidad de rocío nocturno (más del 70 % de las noches), los cuadrados meses con cantidad moderada de rocío nocturno (más del 40 % de las noches) y las cruces meses con baja cantidad de rocío nocturno (menos del 40 % de las noches); los círculos rellenos representan meses sin datos de rocío, o meses de lluvias.

Fuente: [38]

3.3.3. Ángulo de incidencia de la radiación

En este apartado se va a tratar la evolución de las pérdidas debidas a suciedad relativas al ángulo de incidencia. En el artículo [39] se realizó un análisis del efecto de este factor sobre las pérdidas por suciedad, incluyéndose la dependencia diurna de parámetro con el ángulo de incidencia, la cual se puede ver en la Figura 45; expresadas las pérdidas mediante el parámetro G_L definido como:

$$GL(\%) = 100 \left(\frac{G_{CC} - G_{DC}}{G_{CC}} \right)$$

Donde:

- G_{CC} es la irradiación instantánea de la célula limpia.
- G_{DC} es la irradiación instantánea de la célula sucia.

Analizando esta figura, se puede observar que durante las primeras y las últimas horas del día, las pérdidas por suciedad instantáneas disminuyen, esto se explica por la existencia de una mayor tasa de radiación difusa en estas horas, la cual, al no tener una dirección predominante, no provoca tantas pérdidas como la radiación directa con altos ángulos de incidencia, como se ve cuando esta radiación comienza a tener más protagonismo si nos movemos un poco hacia el mediodía solar desde los extremos. El efecto de la radiación directa es explicable por el efecto sombra, en las primeras y últimas horas del día, la sombra que proyectan los objetos es mucho más alargada, dada la posición del sol y la proveniencia de la radiación directa, por lo que la suciedad acumulada, al tener cierta altura, también proyecta más sombra y por lo tanto se aprecia una mayor disminución de la radiación por la célula sucia, aunque no se ha contrastado esta teoría en el experimento citado en [39]. En la figura mencionada se llegan a apreciar unas diferencias entre las pérdidas máximas y mínimas debido al ángulo de incidencia de un 8 %.

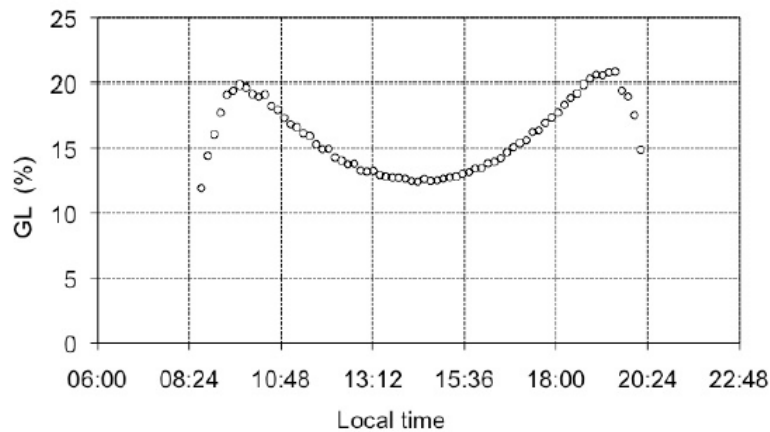


Figura 39. Ejemplo de evolución de las pérdidas de irradiación en función de la hora del día.

Fuente [39]

También se analizó la dependencia de estas pérdidas según el parámetro HL, que expresa la cantidad de suciedad de la célula sucia, definido de la siguiente manera:

$$HL(\%) = 100 \left(\frac{H_{CC} - H_{DC}}{H_{CC}} \right)$$

Donde:

- H_{CC} es la irradiación diaria de la célula limpia.

- H_{DC} es la irradiación diaria de la célula sucia.

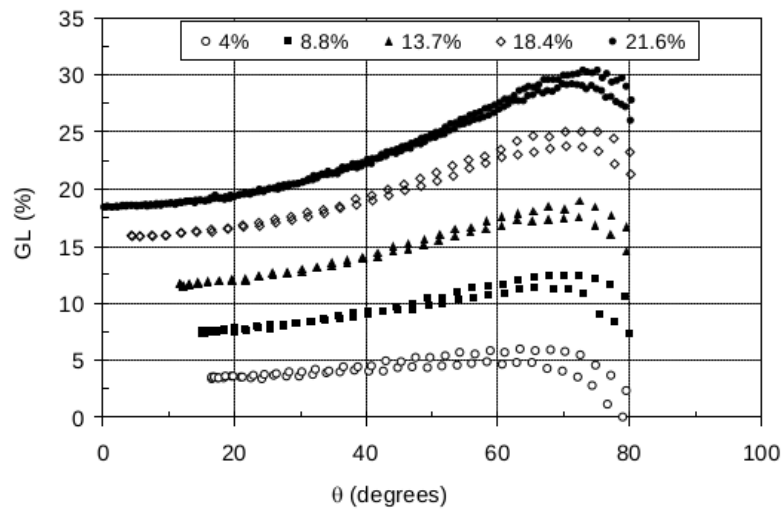


Figura 40. Evolución de las pérdidas (GL) con el ángulo de incidencia de la radiación en varios días con distintos HL, mostrados en la leyenda superior de la figura.

Fuente: [39]

Para días nublados, donde la radiación no tiene una dirección principal, el efecto de esta sobre la GL disminuye, manteniéndose prácticamente constante a lo largo del día. También, para horas iniciales y finales del día, esto es, para ángulos de incidencia máximos, la GL mejora, es decir, disminuye un poco, esto es por el mayor peso que tiene la radiación difusa en estas horas del día, como ya se ha explicado.

No obstante, cabe destacar que no siempre las pérdidas se producen por efecto directo de una reducción de la irradiación recibida por la célula según varía el ángulo de incidencia de la radiación, existen también casos de reducción o aumento del valor medido del *Soiling Ratio* por pequeñas desigualdades en los ángulos azimutal y de inclinación entre la célula limpia y la célula sucia en dispositivos que se basan en el empleo de dos módulos para medir el SR. Las pérdidas debidas a estos efectos fueron analizadas en [27] y de cuyo análisis se extrajo la evolución de estas a lo largo del día, mostrada en la Figura 41. De este análisis se desprende que era preferible evitar diferencias superiores a $0,5^\circ$ entre ambos módulos para evitar estos errores de medida que, como se ven, pueden ser de hasta un punto porcentual de variación a lo largo de un día para una diferencia de $0,5^\circ$.

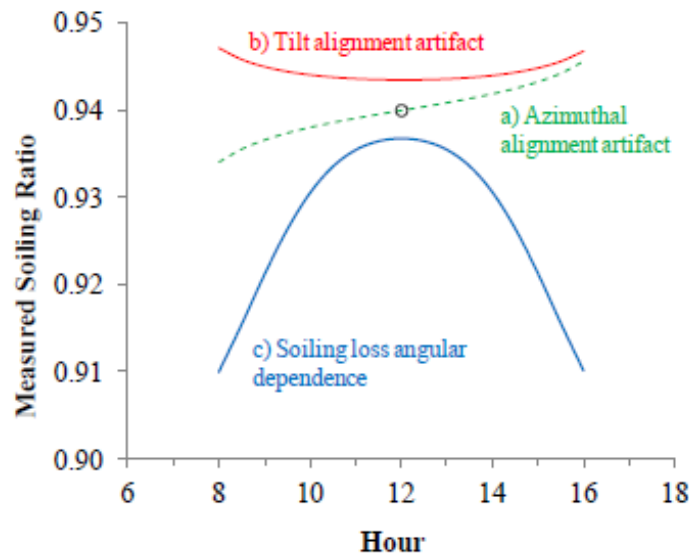


Figura 41. Evolución a lo largo del día del SR según: a) desviación del ángulo azimutal de $0,5^\circ$ entre el módulo limpio y el sucio; b) desviación de $0,5^\circ$ del ángulo de inclinación entre el módulo limpio y el sucio y c) efecto del ángulo de incidencia sobre el panel.

Fuente: [27]

3.3.4. Relación entre radiación directa y radiación difusa

En el artículo descrito en [39] también se ha desarrollado un modelo para calcular las pérdidas de irradiancia instantáneas debido a suciedad (GL) a lo largo del día en función del ángulo de incidencia, analizando de forma separada la radiación difusa y la directa, basándose en los siguientes supuestos:

- Los granos de suciedad se han modelado como esferas uniformemente distribuidas sobre el panel.
- Cada esfera tiene un coeficiente de reflexión R , que tiene en cuenta tanto reflexión especular como difusa
- La radiación total proveniente del Sol está compuesta de radiación directa (I_0) y de radiación difusa (I_D). Se consideró que esta segunda proviene de forma homogénea de todos los puntos del cielo y que se mantiene constante a lo largo del día, se modeló la radiación recibida por la célula limpia como:

$$G_{CC} = I_D \cos \theta + I_D$$

Donde θ es el ángulo de incidencia de la radiación, se despreció la radiación de albedo.

En la célula sucia, cualquier sombra producida por esta reduce la luz que llega al panel. Sin embargo, no toda esta radiación es perdida puesto que parte es reflejada en base al factor R . Ambos efectos dependen del ángulo de incidencia de la radiación directa y este varía a lo largo del día. Por otro lado, no existe tal dependencia con la radiación difusa, debido a su homogeneidad, dado que se asume constante a lo largo del día. Este es el motivo, como ya se ha explicado previamente, por el cual una mayor tasa de radiación difusa conlleva menores pérdidas de radiación recibida por la célula sucia para altos ángulos de incidencia, como se aprecia en la Figura 48.

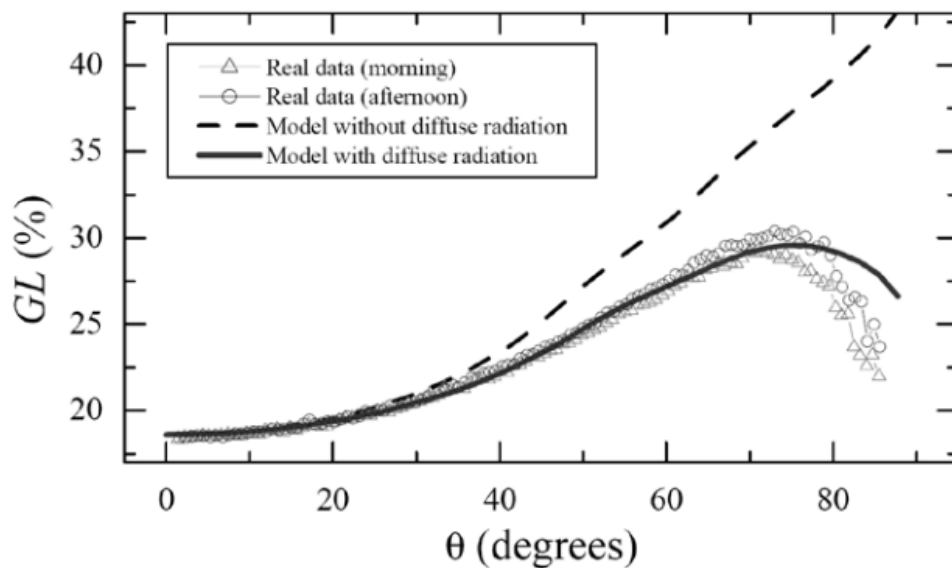


Figura 42. Evolución de las pérdidas instantáneas con el ángulo de incidencia de la radiación directa para diferentes escenarios, con y sin radiación difusa.

Fuente: [39]

3.3.5. Tamaño de partícula, concentración de suciedad; color y transparencia de las partículas de suciedad

Para analizar el tamaño de la partícula en la obstaculización del paso de la luz, es sencillo recurrir a principios geométricos para darse cuenta de que según aumenta el diámetro de la partícula, mayores huecos se encuentran en una distribución uniforme y ordenada de estas en una superficie, bloqueando una menor área, como se aprecia en un ejemplo con partículas pseudo-esféricas en la Figura 49. Sin embargo, dado que esto no suele ocurrir en la realidad y dado que se debe tener en cuenta también el

volumen de la partícula y su transmisividad a la luz se ha buscado más información a analizar.

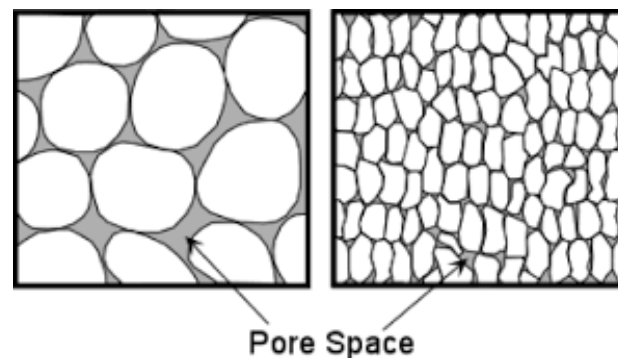


Figura 43. Ocupación de espacio según diámetro de partículas.

Fuente: Google

Para cuantificar el efecto de tanto el tamaño de las partículas como de su densidad o concentración de suciedad se ha apoyado en la investigación encontrada en [7]. En ella, se obtuvieron muestras de suciedad con una composición tal como se indica en la Tabla 2 y se encapsularon tras medir la respuesta espectral de la muestra entre 350 nm y 1200 nm, dado que la mayoría de los módulos comerciales no absorben fuera de esas longitudes de onda, así como la transmitancia del cristal, para corregir las medidas. Posteriormente a la encapsulación se pusieron las muestras a diferentes inclinaciones para corregir los cálculos con los cambios de concentración y de no uniformidad por posibles movimientos de las partículas en el interior del encapsulado.

Tabla 2. Composición en tipo y tamaño de las partículas de la muestra utilizada en el experimento.

Φ^*	D(μm)	% of the total sample	Grain type
0.0–1.0	1000–500	0.00	Coarse grained
1.0–2.0	500–250	0.00	Medium grained
2.0–3.0	250–125	0.82	Fine grained
3.0–4.0	125–63	4.78	Very fine grained
4.0–5.0	63–31	8.16	Coarse silt
5.0–6.0	31–16	16.47	Medium silt
6.0–7.0	16–8	23.82	Fine silt
7.0–8.0	8–4	20.19	Very fine silt
<8.0	<4	25.75	Clay

* $\Phi = -\text{Log}_2 \times (\text{diameter of the particle in mm})$.

Fuente: [40]

A continuación, se analizó el efecto que tenía esta muestra de suciedad en el espectro solar, midiendo la pérdida en transmitancia que ocurría para cada longitud de onda. Si se observa la Figura 50 (cuya gráfica ha sido creada mediante un simulador), por el efecto de *Mie Scattering*, la dispersión de los fotones se produce más predominantemente hacia adelante (continúan su trayectoria o se desvían muy poco) cuando la longitud de onda del fotón es similar al tamaño de la partícula, esto es, a longitudes de ondas iguales o mayores en comparación con el tamaño de la partícula, la transmitancia se ve notablemente aumentada. Si esta longitud de onda es mayor que la partícula, el fotón se desvía menos aún, es lo que se denomina *Optical scattering*. Cuando la longitud de onda es mucho más pequeña que la partícula sucede la *Rayleigh Scattering* en la que gran parte de estos fotones son dispersados hacia atrás.

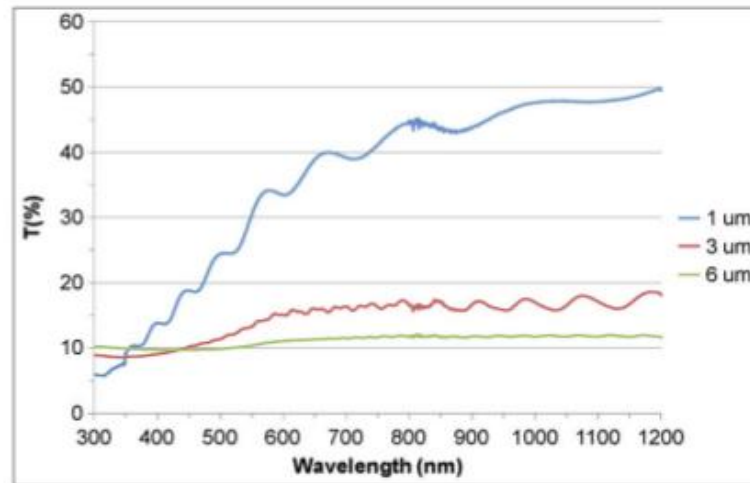


Figura 44. Evolución de la transmitancia con la longitud de onda para diferentes tamaños de partículas simulado con Mie Scatter.

Fuente: [25]

Como se ve en la Figura 51, este efecto también se da cuando hablamos de concentración de suciedad, siendo mayor la transmitancia a altas longitudes de onda, salvo para concentraciones demasiado elevadas, donde la transmitancia es próxima a cero y se mantiene a lo largo del espectro. Cabe mencionar que, obviamente, la mayor concentración de suciedad siempre ocasiona mayores pérdidas de transmisión, para cualquier longitud de onda, debido a la mayor presencia de partículas obstaculizando el paso de los fotones. Tanto para confirmar este efecto como para comparar el efecto de la concentración de suciedad con el del tamaño de partícula, se realizó mediante

una simulación en Matlab la evolución de la transmitancia con el tamaño de partícula para cada longitud de onda, resultando en tendencias similares y contrastando los resultados, dado que para bajos tamaños de partícula se aprecia más la disminución de transmitancia para bajas longitudes de onda y para altos tamaños se mantiene aproximadamente constante, al igual que sucedía con las bajas y altas concentraciones de suciedad, respectivamente (ver Figura 50).

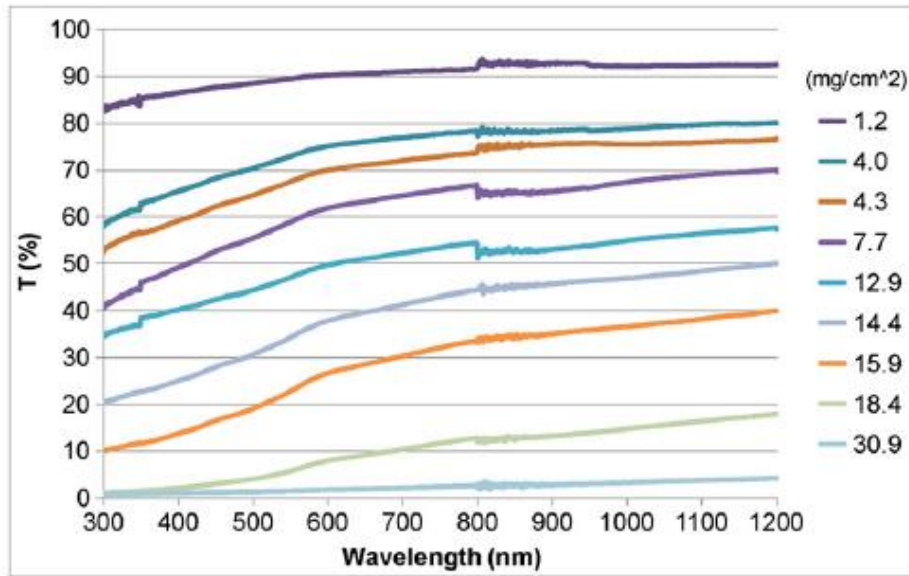


Figura 45. Evolución de la transmitancia con la longitud de onda para diferentes concentraciones de suciedad.

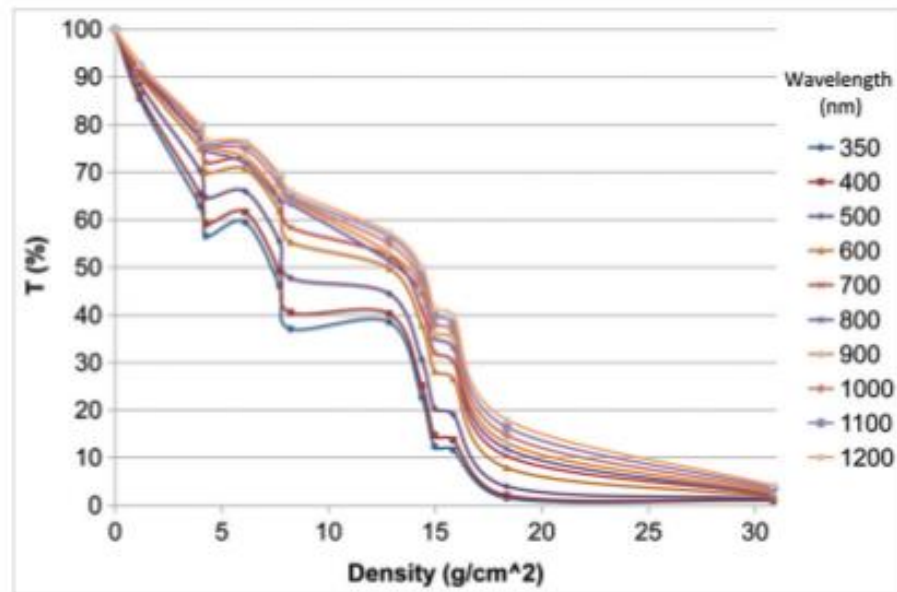


Figura 46. Evolución de la transmitancia con la densidad de suciedad para diferentes longitudes de onda.

Fuente: [25]

Por lo que, a mayor longitud de onda o menor tamaño de las partículas de suciedad, mayor ha de ser la transmitancia, sin tener en cuenta efectos de densidad de suciedad, por los cuales pese a que las partículas tengan un diámetro pequeño, una concentración de ellas puede hacer que se comporten como un sólido de mayor diámetro, por lo que este análisis solo influye para niveles de suciedad lo suficientemente bajos, como se ve en la Figura 52, para niveles de densidad de suciedad superiores a 30 g/cm² no se aprecian variaciones de transmitancia a lo largo del espectro con el aumento de suciedad.

También se quiere indicar en este apartado algo tan obvio como la influencia del nivel de transparencia de la suciedad en cuanto a las pérdidas ocasionadas, puesto que cuanto más translúcida² es una partícula, más radiación es capaz de transmitir a través de ella y menos pérdidas ocasiona, es la que indica la transmitancia de un material. Esta transmitancia depende de los niveles de reflectancia y absortancia. Respecto a su color es también obvio pero necesario indicar que aquellos colores que producen mayores

² Entendiéndose en este caso como translucidez en todo el espectro electromagnético.

niveles de absorción de radiación, especialmente en el espectro visible que el que más densidad energética tiene en el espectro solar, como ya se ha visto, serán los que ocasionen mayores pérdidas por reducir la cantidad de radiación transmitida. Lo mismo ocurre con las propiedades reflectivas de la suciedad, de forma análoga, cuanta más radiación reflejen menor será la radiación transmitida. De forma esquematizada la transmitancia se puede expresar:

$$T = 1 - A + R$$

- T: transmitancia, fracción de la radiación incidente que es transmitida por un cuerpo.
- A: absorción, fracción de la radiación incidente que es absorbida por un cuerpo.
- R: reflectancia, fracción de la radiación incidente que es reflejada por un cuerpo.

3.3.6. Tipo de tecnología fotovoltaica

Basándonos en el experimento realizado en [25] se discutirá, en primer lugar, acerca de la física de la célula fotovoltaica a escoger, dado que el efecto de la suciedad afecta predominantemente a longitudes de onda pequeñas, como se ha visto en el apartado relativo al efecto del tamaño de la partícula y su concentración en las pérdidas por suciedad, en materiales con anchos de banda amplios les afecta de forma desproporcional. Para altas longitudes de onda (>600 nm) la transmitancia no varía tanto entre un espectro y otro (esto se explica por *Mie Scattering*, como ya se ha explicado en el apartado anterior) y, por lo tanto, donde se ha de buscar la respuesta a las diferencias en pérdidas entre las diferentes tecnologías de células es en longitudes de onda menores a 570 nm. El efecto en la reducción de fotocorriente es peor para los módulos con ancho de banda estrecho y concentrado en longitudes de onda pequeñas tales como las tecnologías de Silicio amorfo y CdTe, los cuales muestran un 33 y 30,1 % respectivamente de reducción de fotocorriente con una concentración de 4,25 mg/cm². Tecnologías con respuestas espectrales con mayor ancho de banda, como Silicio cristalino y tecnologías CIGS (Cobre, Indio, Galio y Selenio) mostraron reducciones de un 28,6 % y un 28,5 % para la misma densidad de suciedad, ver Figura 53 y Tabla 3. Sin embargo, la amplia utilización de las tecnologías de Silicio viene motivada por el mejor aprovechamiento que tiene esta tecnología del espectro solar,

suficiente para compensar estas diferencias, además de un mayor conocimiento de esta tecnología y de la gran abundancia de sus materiales.

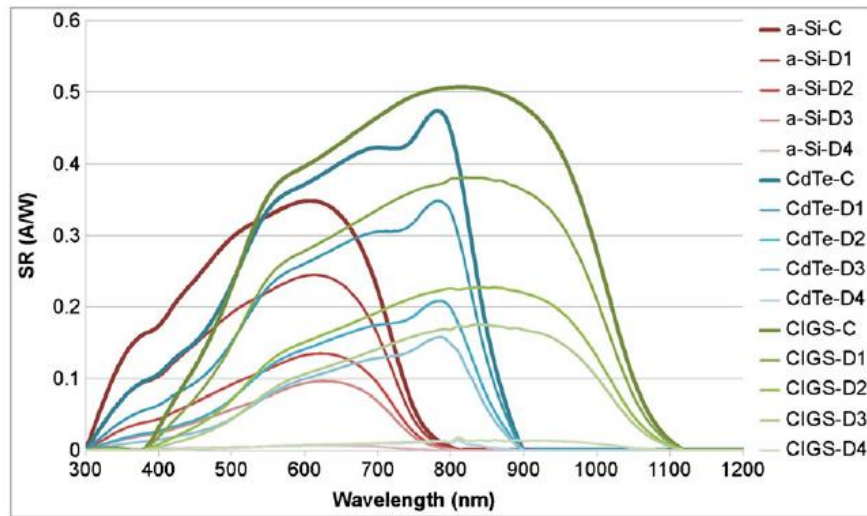


Figura 47. Respuesta espectral de diferentes tecnologías de célula fotovoltaica para diferentes concentraciones de suciedad: D1=4,25 D2=14 D3=19 y D4=30 mg/cm².

Tabla 3. Recolección de los datos de las curvas de la Figura 53.

Density (mg/cm ²)	a-Si (%)	CIGS (%)	CdTe (%)	c-Si (%)
1.2	-10.8	-9.1	-9.7	-9.1
4.25	-33.0	-28.5	-30.1	-28.6
14	-66.0	-59.6	-61.9	-59.6
19	-77.4	-70.6	-73.1	-70.6
30	-98.4	-97.8	-98.1	-97.8

Fuente: [25]

En una central Qatar [40], se analizaron diferentes tecnologías fotovoltaicas de forma práctica, instalándolas en campo durante un año y observando cuanto producía cada una de ellas en base a su potencia pico, sin limpiarlas durante este periodo, e incluso probando coberturas anti-suciedad, pero sin dar buenos resultados. Tras el análisis anual, se concluyó que la acumulación de suciedad en los módulos fotovoltaicos, fijos todos ellos a 22° de inclinación, redujo la salida de potencia en una media de 0,49 % por día, valor excesivamente elevado; además, se extrajo que, para este emplazamiento, la acumulación de suciedad media es mayor en los meses de invierno debido a la mayor humedad. Como se puede ver en la Figura 54, la tecnología que más

producción obtenía era la bifacial, con alrededor de un 10 % más de producción con una radiación de albedo media en el emplazamiento de un 40 %; sin embargo, es necesario recurrir a un análisis económico para ver la rentabilidad de cada una de ellas, en función de su coste, siempre que no haya problemas de espacio y podamos decidir instalar una cantidad cualquiera de todas ellas.

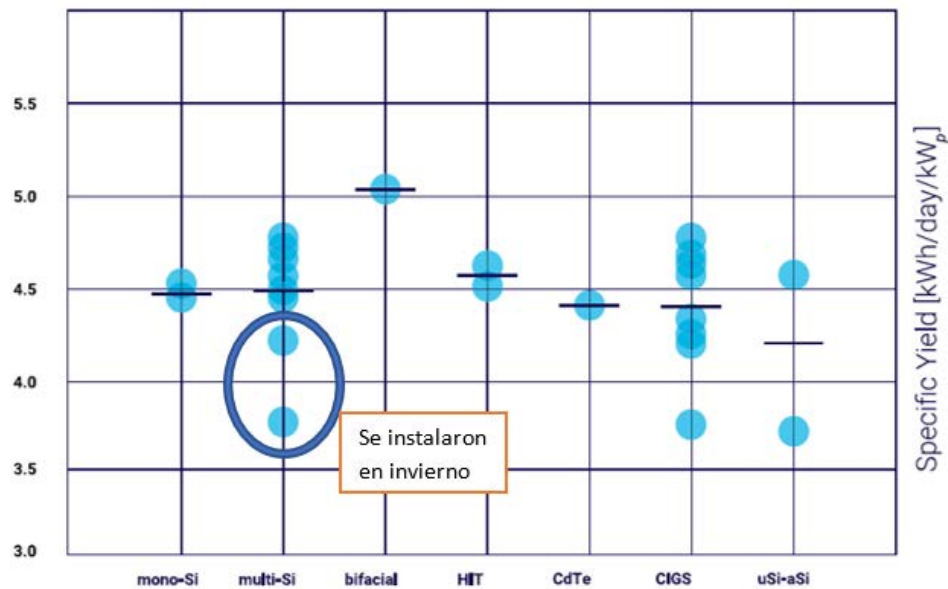


Figura 48. Producción normalizada de cada tecnología solar instalada en este emplazamiento, promediada a lo largo de un año, cada círculo representa a un ejemplar de esa tecnología.

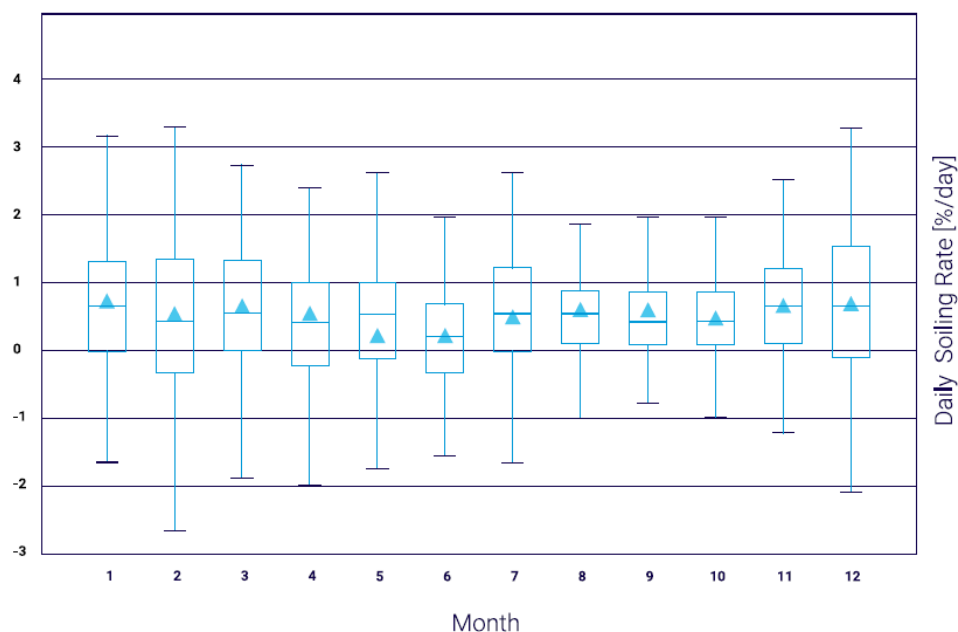


Figura 49. Evolución de las pérdidas por suciedad en este emplazamiento en el periodo anual analizado. Las cajas significan cuartiles mientras que los triángulos muestran las medias mensuales.

Fuente: [40]

Se probaron tecnologías fotovoltaicas con concentración, las cuales no dieron resultados demasiado optimistas debido a la alta presencia de polvo en aire en la localización de estudio, la cual hace disminuir notablemente la radiación directa, objeto de aprovechamiento de las tecnologías de concentración. Además, también se probaron tecnologías de seguimiento, en uno (Norte-Sur) y dos ejes, con tecnologías fotovoltaicas de célula y módulo idénticas de 1,8 kW_P de Silicio multicristalino, limpiadas cada dos meses. Aquí cabe destacar el aumento de la producción solar en un 8% por kW_P para el seguimiento en un eje y en un 45% para el seguimiento en dos ejes (tanto por el seguimiento como por la mayor exposición al viento, al estar estos sistemas elevados, lo cual otorga menor temperatura de célula y menor suciedad), ver Figura 56. Sin embargo, hay que tener en cuenta también la mayor inversión que suponen estos sistemas de seguimiento y también el mayor área que ocupan (para prevenir sombras) por lo que estaría bien ver ese dato teniendo en cuenta el coste del área utilizada.

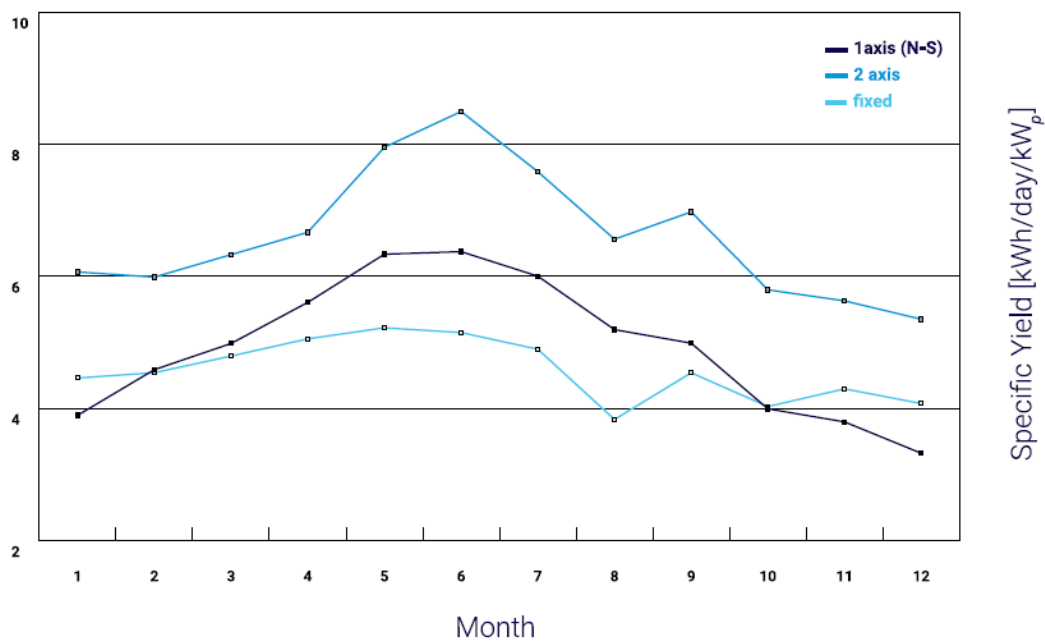


Figura 50. Evolución de la producción específica de diferentes tecnologías de seguimiento a lo largo de un año.

Fuente: [40]

3.3.7. Coberturas y cristales anti-suciedad

Debido a una mayor concienciación con la necesidad de invertir en mantenimiento de centrales fotovoltaicas que se está experimentando en los últimos años, han aparecido líneas de investigación que ponen a prueba este tipo de materiales capaces de evitar la adhesión de suciedad o de eliminarla por ellos mismos.

En un experimento recogido en [33] se probó un tipo de cobertura anti-suciedad basado en una capa de TiO_2 que, a pesar de reducir la transmisión de radiación ligeramente, en el largo plazo, cuando el efecto de la suciedad en la transmisión se vuelve lo suficientemente significativo, ha mostrado tener efectos positivos produciendo aumentos en la transmisividad de los paneles debido a que facilita la eliminación de suciedad de los paneles. El efecto puede observarse en la gráfica de la Figura 57, donde se aprecia que es más beneficioso cuanto más gruesa es esta capa. No obstante, este experimento se realizó sobre cristales, analizando la transmisividad de los mismo ante radiaciones próximas a las longitudes de onda más energéticas del espectro solar (alrededor de 600 nm), por lo que se debería analizar como futuros experimentos sobre paneles solares.

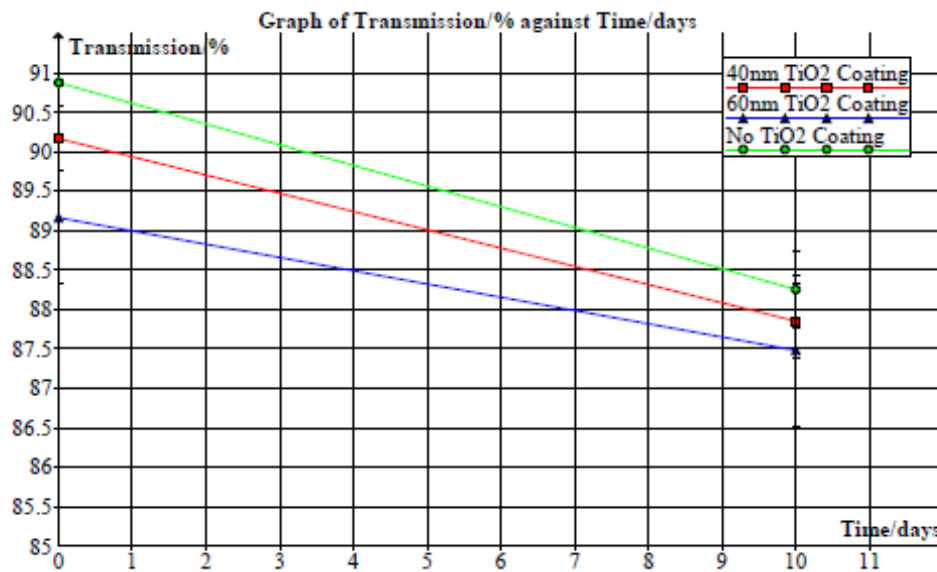


Figura 51. Evolución de las pérdidas de transmisión para 600 nm en el tiempo en un experimento de cristales impregnados de una capa de TiO₂.

Fuente: [33]

Sin embargo, en un análisis realizado sobre una planta fotovoltaica en Qatar en [40] parece ser que el uso de estas capas anti-suciedad, donde se probaron 84 cristales y coberturas anti-suciedad, no aportaron mejoras significativas, al menos durante largos periodos y sostenidos en el tiempo.

En la empresa Enel Green Power se probaron siete soluciones distintas de ASC, nanomateriales diluidos en una base alcohólica en una película muy fina que posee propiedades hidrorrepelentes y es capaz de descomponer la suciedad y mantener las instalaciones limpias. Tras estas pruebas se dedujo que no había uniformidad en cuanto a los resultados, en algunas plantas se produjeron mejoras en la producción mientras que en otras no suponían ningún beneficio e incluso empeoraban el rendimiento, aunque todavía están analizando la metodología de aplicación y otros aspectos. [28]

De otro experimento recogido en un artículo en [36], tres muestras de cristales prototipo fueron empleadas para probar con ellas diferentes tipos de coberturas anti-suciedad en la Universidad de Lovaina, en Bélgica, y dispuestas a 35° durante todo el experimento. Se emplearon tres tipos diferentes de estas: una cobertura anti-reflexión (*anti-reflection coating*, ARC, por sus siglas en inglés), una cobertura de auto-limpieza (*self-cleaning coating*, SC, por sus siglas en inglés) y una cobertura multicapa (*multi-*

layer coating, ML, por sus siglas en inglés) que consistía en el empleo conjunto de una cobertura anti-reflexión y una cobertura de auto-limpieza. Las muestras de cristal fueron expuestas a condiciones ambientales durante tres semanas. Tras este periodo se analizaron las pérdidas de transmisión debidas a la suciedad acumulada en ellas y la cobertura multicapa resultó ser la más eficaz para evitar la reducción en la capacidad de transmisión. Para un sistema fotovoltaico, esta cobertura produjo unas pérdidas de 14,05 kWh por kW_p en este mismo periodo. Sin embargo, el potencial económico de estas capas dependerá del coste al que se comercialicen y de las necesidades de la planta fotovoltaica en cuanto a sus pérdidas por suciedad.

Tabla 4. Pérdidas de transmisión para las tres coberturas empleadas y para un cristal sin cobertura al cabo del periodo de tiempo analizado de tres semanas.

Type of coating	Transmittance decrease [%]
Regular glass	2.63
Anti-reflection (AR)	1.75
Self cleaning (SC)	1.30
Multilayer (ML)	0.85

Fuente: [36]

3.3.8. Efecto de la suciedad en la temperatura del panel

Tal como ya se ha indicado anteriormente, en algunas ocasiones la operación de células fotovoltaicas en un módulo ensuciado de forma no uniforme dentro de un *string* puede provocar que, debido a la incapacidad de estas células anormalmente sombreadas o sucias de mantener la tensión original de máxima potencia por modificación de su curva I-V con la aparición del escalón propio de este tipo de suciedad, deban trabajar en condiciones de polarización inversa debido a la necesidad de mantener la corriente de cortocircuito necesaria para que el resto de células, limpias o uniformemente sucias, puedan trabajar en sus puntos de máxima potencia. Esto provoca que la potencia que generan estas células no uniformemente sucias se disipe en ellas mismas, provocando un aumento de temperatura y la aparición de los llamados puntos calientes, que pueden provocar la degradación prematura de las células en incluso la formación de grietas que produzcan un aislamiento parcial o total de estas células. Se pueden ver

ilustraciones de este fenómeno en el apartado de *Análisis de pérdidas por suciedad en plantas reales*.

3.3.9. Estacionalidad de la suciedad

En este apartado se quiere analizar la existencia y el efecto de la variación estacional del ritmo de ensuciamiento de los módulos, así como de las pérdidas que se alcanzan en diferentes estaciones del año normalmente por la ausencia de lluvias. Para ello, se han encontrado ciertos experimentos con módulos fotovoltaicos que muestran signos de estacionalidad.

El primer caso lo encontramos en el experimento recogido en [41], realizado en una estación de medida de suciedad en la región Suroeste de los Estados Unidos, y cuya evolución anual de la suciedad entre el 1 de julio de 2014 y el 1 de mayo de 2015 se puede observar en la Figura 58. Analizando esta, se pueden percibir variaciones realmente significativas en el ritmo de ensuciamiento de la planta según la época del año, mientras que en durante Octubre se obtuvo un ensuciamiento cuantioso y uniforme, con una tasa de ensuciamiento aproximada de un -50 %/mes, una tasa escandalosamente elevada, debida a la mayor actividad de construcción cercana y del tráfico rodado en esta época del año, tanto para el SR^{Isc} como para el $SR^{Pmáx}$ debido a la uniformidad de la suciedad; en Febrero y Marzo se encontró un ritmo de ensuciamiento media del -8,3 %/mes para el SR^{Isc} y de un -7,6 %/mes $SR^{Pmáx}$, diez veces inferior, recogidos estos en la Tabla 5. Sin embargo, el mes de enero presenta una tasa de ensuciamiento muy baja a pesar de la ausencia de lluvia durante este mes, las razones no están claras, pero se cree que puede ser debido a una menor concentración de suciedad en suspensión en el aire y al efecto de auto-limpieza de los paneles debido al rocío. Durante los meses de marzo y abril las tasas de ensuciamiento vuelven a ser del orden el 10 %/mes, debido a una mayor actividad agrícola cercana y a la atmósfera seca del lugar en esa época; además se aprecia que el patrón de ensuciamiento es heterogéneo (como se puede confirmar en imágenes de los módulos recogidas en [5]), resultando en diferencias significativas entre SR^{Isc} y $SR^{Pmáx}$. Este análisis pone en evidencia la dependencia tanto temporal, por el efecto que pueden tener ciertos eventos como las actividades de construcción o el tráfico en la emisión de partículas al aire y, por lo tanto, a una mayor de posición de estas, como estacional

de la suciedad. Para contrastar estos resultados se prevé una recolección de datos durante un periodo más largo.

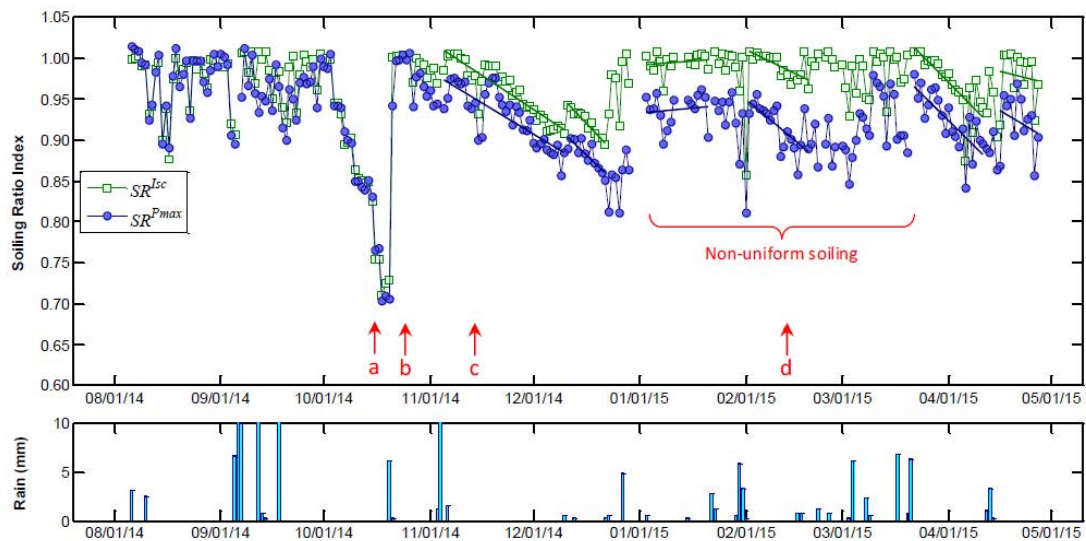


Figura 52. Evolución de los parámetros SR^{Isc} , SR^{Pmax} de módulos fotovoltaicos y las lluvias en un emplazamiento en el Suroeste de Estados Unidos durante 10 meses.

Tabla 5. Recogida de los datos numéricos de las tasas de ensuciamiento para diferentes intervalos de tiempo del experimento ilustrado en la gráfica de la Figura 58.

Date Range		Soiling Rate (%/month)	
Start	End	Isc	Pmax
11/5/2014	12/10/2014	8.3	7.6
12/11/2014	12/22/2014	13.0	12.0
1/3/2015	1/21/2015	-1.0	-1.1
2/2/2015	2/19/2015	6.0	10.6
3/22/2015	4/11/2015	12.7	12.5
4/16/2015	4/27/2015	3.1	7.4

Fuente: [41]

Del artículo expuesto en [39] se recogieron datos de medidas de suciedad durante un año en un experimento realizado en el tejado del laboratorio fotovoltaico de la universidad de Málaga. En este caso se dan los valores de suciedad en función del parámetro HL, definido previamente, en el apartado del análisis del ángulo de incidencia de la radiación. Yendo a la gráfica con la evolución de este parámetro recogida en la Figura 59 se puede observar que la tasa de ensuciamiento es

prácticamente constante a lo largo del año, con una tasa de ensuciamiento de aproximadamente un -4 %/mes; resultando en un valor medio de HL de un 4,4 % en este periodo anual. Sin embargo, pese a que el ritmo de ensuciamiento es constante, sí que se observa una clara diferencia de las pérdidas totales para diferentes periodos del año; en periodos sin lluvia, como el verano, se observa que las pérdidas pueden alcanzar hasta un valor del 20 %, mientras que durante el resto del año la presencia de lluvias las limita por debajo del 5 %.

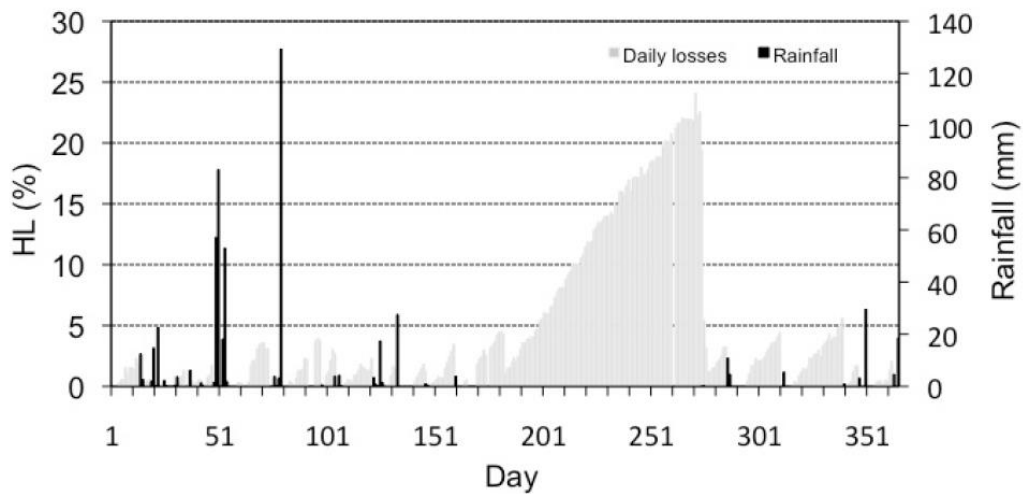


Figura 53. Evolución de las pérdidas por suciedad y de las lluvias a lo largo de un año para una instalación fotovoltaica en Málaga.

Fuente: [39]

3.3.10. Dependencia zonal de la suciedad

En algunas plantas, la tasa de ensuciamiento, marcada por la evolución del *Soiling Ratio* entre momentos de lluvia es constante a lo largo del año para un sitio dado, pero puede variar mucho entre un lugar de la planta y otro (desde un 0,5%/mes hasta más de 10%/mes, en muchos casos). Es, por ello, importante analizar la evolución de esta tasa de ensuciamiento en puntos estratégicos de las plantas de generación fotovoltaica, especialmente en aquellas con una extensión considerable.

Para demostrar esta dependencia se han obtenido dos gráficas correspondientes a dos zonas dentro de la misma planta, extraídas de [27], separadas dos kilómetros entre sí, ilustradas en la Figura 60, en ellas se puede observar la diferencia en los valores de suciedad entre las dos estaciones, especialmente en el mes de febrero, donde se llegan

a alcanzar diferencias de hasta un 3 %. Otro caso se expresa en las dos gráficas de la Figura 61, donde se aprecian diferencias sobre todo a comienzos de septiembre y a finales de octubre, y donde las diferencias de producción en la planta, sobre todo asociadas a desigualdades en suciedad a lo largo de ella, se recogen con la variación del PPI según la zona de la planta, en la Figura 62, llegando a observarse diferencias de hasta un 6 % en este parámetro entre dos zonas de esta misma planta. Este análisis recoge la importancia de instalar varias estaciones de medida dentro de una misma planta, especialmente en aquellas grandes, agrupando zonas con comportamientos similares en cuanto a la evolución de la suciedad y analizándolas por separado.

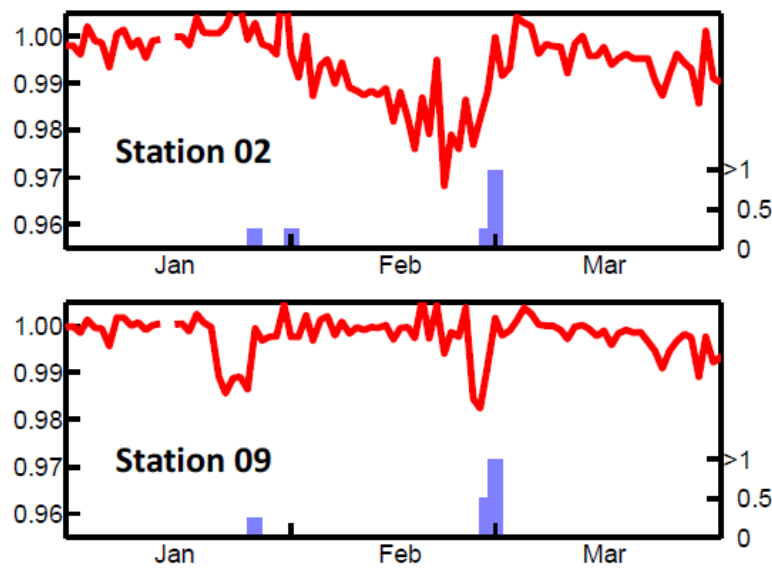


Figura 54. Ilustración de la evolución del Soiling Ratio en dos estaciones de medida separadas 2 km dentro de la misma planta (Este-Oeste).

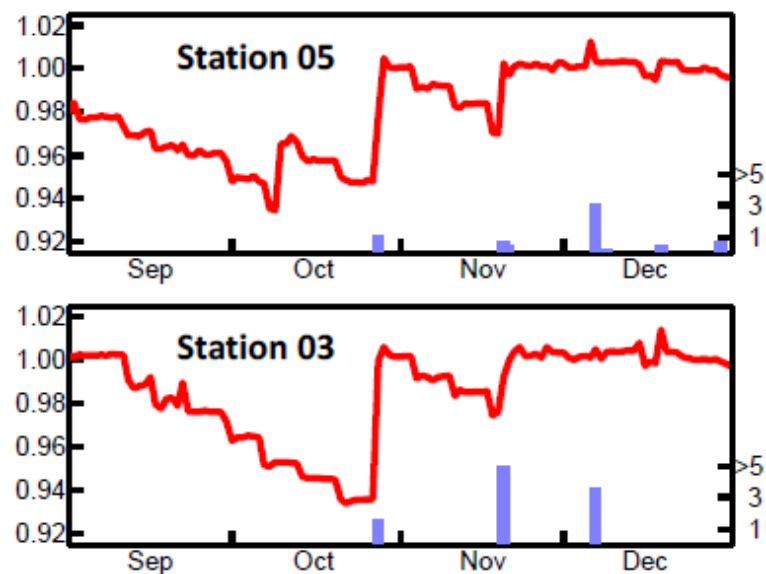


Figura 55. Ilustración de la evolución del Soiling Ratio en dos estaciones de medida dentro de una misma planta, para una central en un emplazamiento diferente a la figura anterior.



Figura 56. Variación espacial del PPI en la misma planta que refleja la Figura 61.

Fuente: [27]

4. Parámetros y metodología de evaluación de las pérdidas por suciedad

En este apartado se van a evaluar las formas más ampliamente utilizadas en la industria en la medición de las pérdidas por suciedad instantáneas que afectan a una célula, un módulo o una planta. Más adelante se discutirá acerca de los métodos de medición de pérdidas de suciedad en campo con el posterior análisis de los datos obtenidos, basado en el procedimiento básico realizado por una empresa experta en mantenimiento en el sector fotovoltaico, QPV.

Una de las formas más extendidas para medir las pérdidas por suciedad de un dispositivo de generación fotovoltaico es la basada en el parámetro conocido como *Soiling Ratio*, este parámetro nos da la relación entre dos variables que caracterizan la capacidad de generación eléctrica de un módulo fotovoltaico en base a la radiación que reciben, comparando la de un módulo sucio contra la de un módulo limpio. Para ello, se utilizan mayormente dos parámetros:

- La corriente de cortocircuito (I_{SC} , corregida por temperatura normalmente, que nos da el $SR^{I_{SC}}$) de un módulo fotovoltaico, que representa la fracción de irradiancia que alcanza el módulo fotovoltaico sucio respecto a la que alcanza el módulo limpio. Expresándose, de forma general [6]:

$$SR^{I_{SC}} = \frac{G_2}{G_1} = \frac{C_2^{I_{SC}} (1 - \alpha(T_2 - T_{ref})) I_{SC2}}{C_1^{I_{SC}} (1 - \alpha(T_1 - T_{ref})) I_{SC1}}$$

Donde:

- 1 hace referencia al módulo limpio y 2 al módulo sucio, así, cuando ambos se encuentran limpios y en igual estado el $SR^{I_{SC}}$ sería igual a 1.
- G_i es la irradiación recibida por cada módulo.
- $C_i^{I_{SC}}$ son constantes de calibración que relacionan la corriente de cortocircuito de cada módulo a la irradiación de referencia.
- α es la constante de temperatura referida a la corriente de cortocircuito del módulo o célula.
- T_i es la temperatura del módulo o célula.
- T_{ref} es la temperatura de referencia escogida para normalizar la I_{SC} .
- La potencia máxima de su curva I-V ($P_{MÁX}$, corregida por temperatura normalmente, que nos da el $SR^{P_{máx}}$), que representa la fracción de potencia que produce el módulo sucio en su punto de máxima producción respecto a la que produce el módulo limpio. Expresándose, de forma general [6]:

$$SR^{P_{máx}} = \frac{G_2}{G_1} = \frac{C_2^{P_{máx}} (1 - \gamma(T_2 - T_{ref})) P_{máx2}}{C_1^{P_{máx}} (1 - \gamma(T_1 - T_{ref})) P_{máx1}}$$

Donde:

- 1 hace referencia al módulo limpio y 2 al módulo sucio, así, cuando ambos se encuentran limpios y en igual estado el $SR^{P_{m\acute{a}x}}$ sería igual a 1.
- G_i es la irradiación recibida por cada módulo.
- $C_i^{P_{m\acute{a}x}}$ son constantes de calibración que relacionan la potencia a unas condiciones de referencia, normalmente se calculan para que el SR sea 1 con ambos módulos en ausencia de suciedad.
- γ es la constante de temperatura referida a la potencia máxima del módulo o célula.
- T_i es la temperatura del módulo o célula.
- T_{ref} es la temperatura de referencia escogida para normalizar la $P_{m\acute{a}x}$.

Como se ha dicho, estas son las expresiones generales, en la práctica, al no disponer siempre de todos los datos como las temperaturas del módulo o debido a variaciones en el tipo de suciedad, degradación de los módulos u otros factores que puedan descalibrar los dispositivos, no siempre se implementan las ecuaciones de esta forma. Es importante mencionar que una forma común de medir estos parámetros es normalizando las corrientes de cortocircuito y las potencias máximas de los módulos con las de otro limpio que se encuentre con las mismas condiciones o lo más similares posibles

En cuanto a las diferencias entre la medida del *Soiling Ratio* con la corriente de cortocircuito y con la potencia máxima, la principal es que, como ya se ha visto en el análisis del factor de la homogeneidad de la suciedad, la heterogeneidad provoca la aparición de escalones en la curva I-V que no modifican la corriente de cortocircuito pero que sí modifican de forma significativa el valor de su potencia máxima, Además, los módulos fotovoltaicos suelen tener menores eficiencias a bajas irradiancias, lo cual resulta en una diferencia entre $SR^{I_{sc}}$ y $SR^{P_{m\acute{a}x}}$ cuando se incrementa el nivel de ensuciamiento; esto provoca mayores disminuciones en $SR^{P_{m\acute{a}x}}$ para valores de irradiancia menores de 1000 W/m^2 , como se aprecia en la Figura 63. [6]

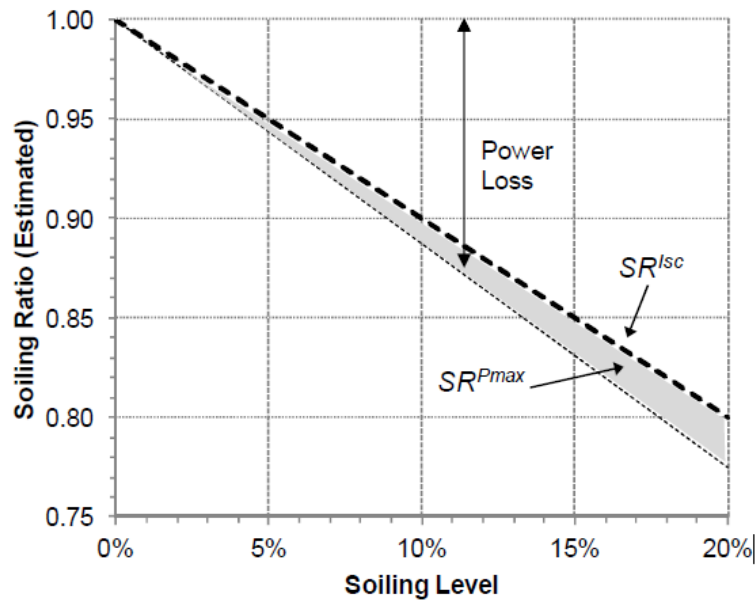


Figura 57. Comparación de los SR estimados en función de la corriente de cortocircuito y de la potencia máxima para diferentes niveles de ensuciamiento (Soiling Level) basados en los valores de sus fichas técnicas, para un rango de módulos fotovoltaicos convencionales.

Fuente: [6]

Este gráfico fue construido usando las TNOC (Temperatura Nominal de Operación de Célula) para establecer los valores de *Soiling Ratio* en un 20 % de nivel de ensuciamiento y asumiendo que se tiende linealmente hacia ese valor desde un 0 % de nivel de ensuciamiento. Basándose en estos resultados, asumiendo, por ejemplo, un nivel de ensuciamiento del 10 %, SR^{Isc} sería igual a 0,9 mientras que SR^{Pmax} sería aproximadamente 0,89. Por lo tanto, $1-SR^{Isc}$ tiende a subestimar el nivel real de pérdida de potencia hasta en un 10 % comparado con $1-SR^{Pmax}$, dependiendo de los parámetros del módulo fotovoltaico.

No obstante, en ocasiones en las que se requiera medir irradiancia, el SR^{Isc} sería un mejor ratio para identificar la pérdida de irradiancia o, simplemente, la irradiancia que está recibiendo el módulo en comparación con el de referencia en tanto a que la corriente de cortocircuito varía de forma lineal con la radiación; siempre que se incluya en un modelo que tenga en cuenta la pérdida de eficiencia con la irradiancia. También se debe indicar que, en este tipo de modelos, ambos indicadores son prácticamente idénticos en situaciones con suciedad homogénea.

En algunos sistemas se recurren a otros parámetros indicadores, uno muy utilizado es la pérdida de transmisividad debido a la acumulación de suciedad. No obstante, este parámetro posee características similares al SR^{Isc} , teniendo en cuenta únicamente la cantidad de radiación que no es capaz de llegar al panel, pero no tiene en cuenta la homogeneidad de la suciedad acumulada o el rendimiento del panel en las condiciones de trabajo. Esta transmisividad se puede medir de formas muy diversas según el dispositivo, como se puede observar en los dispositivos Mars Sensor y Dust IQ analizados en este trabajo, y las pérdidas por suciedad según este parámetro se calculan como:

$$SL = 1 - T = A + R$$

- SL (*Soiling Losses*) es la fracción de radiación recibida por la célula debido a la presencia de suciedad.
- T es la transmisividad, la cantidad de luz transmitida a través de la capa de suciedad.
- A es la absortividad, la cantidad de luz absorbida por la suciedad.
- R es la reflectancia, la cantidad de luz reflejada por la suciedad.

También se engloba en este apartado aquello que engloba al propio proceso de medida, basándose en la información aportada por la empresa QPV. Este proceso engloba las siguientes fases:

1. **Inspección visual de la planta**, primera toma de contacto. En esta fase se comienza a detectar las afecciones de la planta y su orden de magnitud para definir la estrategia de medida.
2. **Selección de módulos de referencia y módulos cuya suciedad se va a medir**, en esta fase se ha de analizar la instalación, así como la magnitud y características de las afecciones de la misma para designar tanto las ubicaciones de la planta donde se van a realizar las mediciones como el número de módulos a medir en cada ubicación. Los módulos de referencia han de ser módulos limpios, sin afecciones, para que puedan caracterizar las condiciones ambientales en el momento de cada medida.
3. **Medida de curvas I-V en campo** antes y después de limpiar los módulos a medir, es importante en esta fase obtener medidas lo más simultáneas posibles tanto de

los módulos a medir como de los módulos de referencia, a fin de poder normalizar de la forma más exacta posible las medidas para poder comparar con otras en diferentes localizaciones de la planta e incluso en diferentes instantes y para poder obtener un valor de SR a pesar de las diferentes condiciones de radiación entre el instante de medida del módulo sucio y de este tras limpiarlo. También se pueden realizar análisis termográficos si se considera necesario para determinar el problema de la planta o si se perciben características que puedan resultar en problemas de temperatura de los módulos.

4. **Análisis de los datos** de las curvas, para realizar este análisis se obtienen los valores de referencia de una hora lo suficientemente próxima (menos de 10 minutos de diferencia, siempre que haya condiciones climáticas similares) para cada valor medido sobre los módulos a medir, con estos valores, se puede obtener un valor de *Soiling Ratio* comparativo. Previo al cálculo de resultados, se debe realizar un filtrado y recuperación de datos, puesto que sucesos como el paso de nubes u otros que puedan ocasionar diferencias en las condiciones de medida entre los módulos a medir y los módulos de referencia pueden dar lugar a errores considerables. Para recuperar datos no válidos por estos motivos se pueden emplear otros de horas en un entorno temporal cercano cuyas condiciones sean similares a los de los módulos a medir, calculando un promedio de varios de ellos.
5. **Obtención de resultados**, se obtienen los valores de *Soiling Ratio* (SR) da cada módulo a medir obteniéndose, utilizando los resultados de todos los módulos que conforman una muestra, generalmente módulos que se encuentran en una misma zona de la planta, los parámetros de análisis como valor promedio, máximo, mínimo y desviación típica de población. Para el cálculo del *Soiling Ratio* a partir de las curvas I-V de los módulos, puede utilizarse la siguiente expresión para poder comparar medidas bajo diferentes condiciones:

$$SR^{P_{\text{máx}}} = \frac{P_{m \text{ sucio}} / P_{m \text{ ref1}}}{P_{m \text{ limpio}} / P_{m \text{ ref2}}}$$

Donde:

- $P_{m \text{ sucio}}$ es el valor de potencia máxima de las curvas I-V de los módulos a medir antes de limpiarlos.
- $P_{m \text{ limpio}}$ es el valor de potencia máxima de las curvas I-V de los módulos a medir después de limpiarlos.
- $P_{m \text{ ref1}}$ es el valor de potencia máxima de la curva I-V del módulo de referencia a una hora y unas condiciones similares a las de la medida de $P_{m \text{ sucio}}$.
- $P_{m \text{ ref2}}$ es el valor de potencia máxima de la curva I-V del módulo de referencia a una hora y unas condiciones similares a las de la medida de $P_{m \text{ limpio}}$.

5. Dispositivos comerciales de medida de suciedad

En este apartado se describirán algunos de los dispositivos que se encuentran en el mercado para la medida de las pérdidas por suciedad, destinados para centrales de generación fotovoltaica. Se hablará primero de un grupo de ellos que resulta el más utilizado en la industria para calcular pérdidas por suciedad, que son aquellos productos basados en la comparación de dos módulos, uno limpio y otro sucio; y se hablará aparte de otros dispositivos que se alejan más en su concepto y metodología de estos. Se indicará el nombre del dispositivo primero en el título de su apartado y la empresa entre paréntesis.

5.1. NGR SRA System (NGR)

Este kit de medición de suciedad viene acompañado de un *datalogger*, sistema de sensores solares con medición de irradiación horizontal global, torre, y sensores meteorológicos para medida de velocidad del viento, dirección del viento, temperatura, precipitación, humedad relativa y presión barométrica

El dispositivo de medida de suciedad incorpora tres módulos, uno de los cuales no se limpia y el otro se deja ensuciar; este dispositivo manda señales de temperatura y de I_{SC} de cada uno de ellos. No indica que calcule algún parámetro indicador del nivel de suciedad, solo que recoge y envía los valores anteriores. Se puede ajustar el ángulo de inclinación de los paneles con la estructura que incorpora y mediante un dispositivo medidor de ángulos.

Proporciona datos estadísticos disponibles de forma simultánea mediante MODBUS y mediante envío por correo electrónico.



Figura 58. Ilustración del dispositivo NGR SRA System de NGR.

Fuente: [50]

5.2. Soiling Mesurement Kit (Kintech Engineering)

Este producto de medida de suciedad está basado en la comparación de un módulo sucio con un módulo limpio e incorpora:

- Dos módulos fotovoltaicos.
- Sensores de temperatura de alta precisión (preinstalados en la parte trasera del panel).
- Sensores de corriente de cortocircuito de alta precisión.
- Estructura ajustable.
- Cableado necesario para panel y sensores de temperatura.
- Script de Python personalizado para cálculo del *Soiling Ratio*.

Este dispositivo tiene en cuenta la disminución de la corriente de cortocircuito del panel sucio con respecto al limpio y corrige la medida con la temperatura, con ellas, calcula el SR^{isc} . Utiliza un script de Python para el cálculo. Se dispone también de una estructura soporte regulable para poder escoger el ángulo de inclinación de los paneles a voluntad. No obstante, es necesaria también la adquisición aparte de un *datalogger* compatible.



Figura 59. Ilustración del dispositivo Soiling Mesurement Kit de Kintech Engineering.

Fuente: [51]

5.3. CR-PVS1 (Campbell Scientific)

Dispositivo RTU (*Remote Terminal Unit*, por sus siglas en inglés) diseñado para la recogida y procesado de datos de suciedad recogidos de dos módulos, uno limpio y otro sucio (no incluye los módulos). Funciona con módulos desde 20 W hasta 300 W. Realiza mediciones de corriente de cortocircuito y de temperatura de la parte trasera de los módulos. Proporciona un índice de pérdidas por suciedad basado en SR^{Isc} comparando la corriente de cortocircuito y corrigiéndola con la temperatura de la parte trasera tanto para módulo sucio como para el módulo limpio. Además, el objetivo es que el valor de este índice sea “universal” para cualquier circunstancia, por lo que solo se realizan medidas cuando los parámetros de la radiación y de la temperatura resultan en una combinación de valores conocidos, evitando así errores debidos a los efectos enumerados a continuación que puedan causar desviaciones del valor real del *Soiling Ratio* por transiciones en los valores de estos parámetros:

- Ángulo de incidencia y cenital del sol.

- Inestabilidad ambiental.
- Influencia de las nubes.
- Dependencia de la corriente con la irradiación.
- Efectos espectrales.

Se proporciona también un factor de calidad que indica al usuario cuán buenas son las mediciones. Los datos que recoge los almacena en una memoria interna para un procesamiento posterior adicional.



Figura 60. Ilustración del dispositivo CR-PVS1 de Campbell Scientific.

Fuente: [52]

5.4. SMP100 (Campbell Scientific)

Este producto combina sistemas basados en dos módulos, uno limpio y otro sucio, para recogida de datos y cálculos de las pérdidas por suciedad con, de forma opcional, dispositivos de medida de datos meteorológicos. Opera realizando mediciones del punto de máxima potencia, aunque no se indica que pueda medir el $SR^{P_{m\acute{a}x}}$. Incluye aparatos de medida y procesamiento de los siguientes datos para el cálculo del *Soiling Ratio* de:

- Corriente de cortocircuito.
- Tensión de circuito abierto.
- Tensión del módulo.
- Corriente del módulo.
- Irradiancia.

- Temperatura de la parte trasera del módulo.
- Temperatura aire.
- Humedad relativa del aire.
- Lluvia.
- Velocidad del viento.
- Humectación de la superficie.
- Posición del sol (valor calculado internamente).
- Corriente y tensión del *string* (opcional).
- Irradiancia espectral.



Figura 61. Ilustración del dispositivo SMP100 de Campbell Scientific.

Fuente: [52]

5.5. Mars Soiling Sensor (Atonometrics3)

Se trata de un dispositivo de medida de suciedad que, en lugar de utilizar el método de dos módulos iguales, uno que se limpia y otro que no, no requiere limpieza.

³ Esta empresa dispone también de un producto basado en el sistema de medida con dos módulos que es capaz de dar el SR^{Isc} y el $SR^{Pmáx}$.

Eliminando esta necesidad de limpieza del módulo limpio se reducirán los costes asociados a la medida de las pérdidas por suciedad, lo que puede ser especialmente favorable para la comercialización a escala comercial en plantas que no poseen normalmente personal en planta, valga la redundancia, para la realización de esta tarea.



Ilustración del Mars Soiling Sensor de Atonometrics.

Fuente: [53]

Este dispositivo se basa en el cálculo del SL, en función de la pérdida de transmitancia, con la fórmula descrita para el cálculo de este en el apartado de *Parámetros y metodología de evaluación de las pérdidas por suciedad*, despreciando la reflectancia y la absortancia del cristal del dispositivo. Tampoco tiene en cuenta el espectro de la luz ni la respuesta espectral del módulo fotovoltaico. Posee la ventaja de que su cálculo no depende de la naturaleza de la suciedad.

Este tipo de dispositivos tienen una respuesta similar al valor del SR^{isc} cuando la suciedad se encuentra distribuida de forma uniforme sobre los paneles, como se puede ver en la Figura 69. A continuación, se describe el funcionamiento del dispositivo:

Este dispositivo se basa en la toma de imágenes del cristal sobre el que se encuentra la suciedad y una serie de marcas opacas, blancas y negras, analizando su brillo y comparándolo con el de estas marcas. Cuando se ilumina externamente, las marcas tanto blancas como negras aparecen como negras en la imagen que toma el dispositivo dado que ambas bloquean el paso de la luz, se utiliza un algoritmo de elaboración

propia para corregir no uniformidades en la iluminación. Este analiza los valores de iluminación de cada píxel y extrae aquel de mayor brillo de cada región local en las que divide la imagen; después, calcula la media de brillo del resto de píxeles (excepto los que corresponden a las marcas de calibración) referida a ese píxel de mayor brillo local. El resultado nos da la transmitancia y, por tanto, el valor de SL. Después, se realiza otra prueba, esta vez con iluminación interna; en este caso las marcas blancas se ven de ese color al reflejar la luz, en este test se compara la iluminación de todos los puntos (excepto los de las marcas de calibración) con la de las marcas blancas y se obtiene la reflectancia, este ensayo determina un límite inferior para SL y nos podemos servir de él para comprobar los resultados del primer test y también para corregir dichos resultados, eliminando la aportación de brillo de la luz que entra en el dispositivo, refleja en la parte inferior, e ilumina las partículas desde abajo.

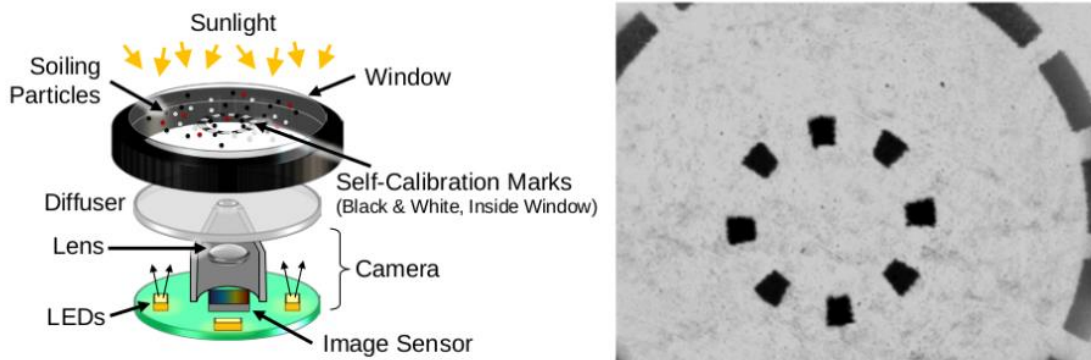


Figura 62. A la izquierda, partes del dispositivo y funcionamiento esquematizado; a la derecha, ejemplo de imagen tomada por el dispositivo, donde se aprecian las marcas.

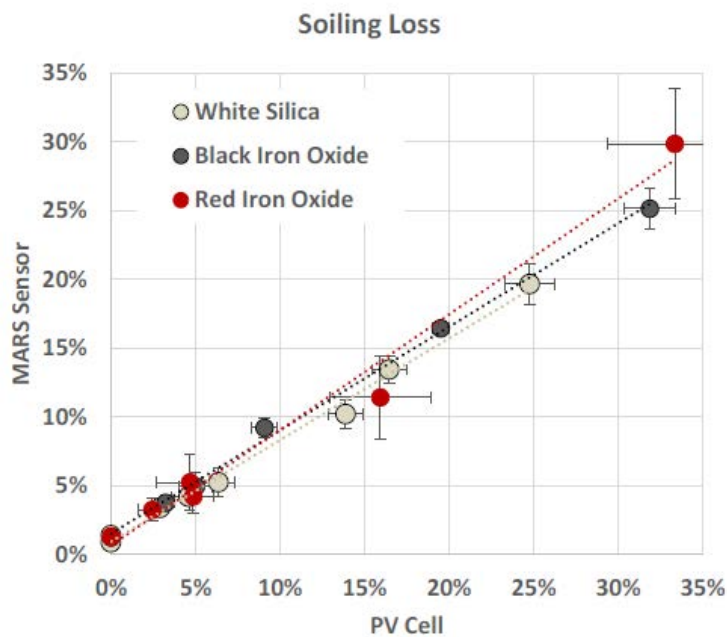


Figura 63. Testeo del Mars Sensor para varios tipos de suciedad en comparación con un dispositivo basado en 2 módulos, con una correlación de $R^2=0,99$.

Fuente: [54]

Este método será menos efectivo para zonas donde haya una alta suciedad homogénea y de partículas pequeñas dado que el dispositivo no sería capaz de encontrar zonas de brillo máximo para poder realizar sus mediciones. Otro problema es que no calcula las pérdidas por acumulación local de las partículas, esto es, por distribución de suciedad heterogénea, tapando una o unas pocas células, aunque están trabajando en ello. También se está trabajando en realizar una mejor calibración del dispositivo que tenga en cuenta la diferencia espectral entre la célula y el sensor de imagen.

5.6. Dust IQ (KippZonen)

Este dispositivo se basa en el lanzamiento de un haz de luz desde el interior del dispositivo hacia el cristal, recibiendo la luz reflejada por las partículas de suciedad, asumiendo que esta es proporcional al SR, parámetro que da el dispositivo en conjunto con las pérdidas de transmisión, calculado este SR como $1-T$, donde T son las pérdidas de transmisión, calculadas en función de la fracción de la luz recogida por el sensor respecto a la que emitió el dispositivo; y olvidándose de la absorción, dado que interpretará que la luz que no es reflejada es toda transmitida, incluso aquella absorbida por la suciedad. El dispositivo dispone de dos sensores, dando la media del SR

proporcionado por cada uno. Además, permite el envío de datos vía MODBUS e incluye un sensor de medida de la temperatura del panel.

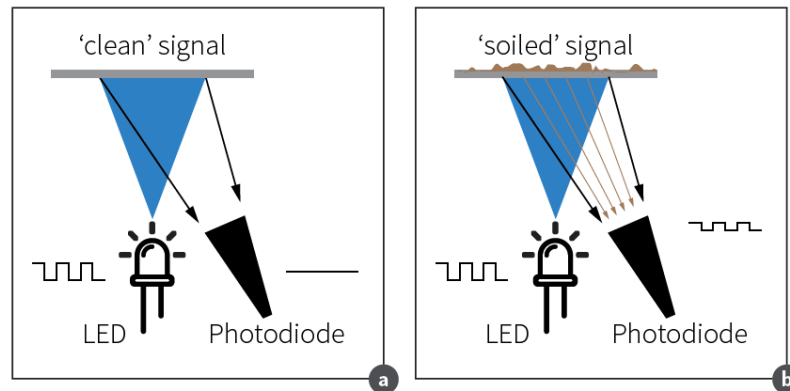


Figure 1. Diagram of DustIQ function with pulsed LED and photodiode with (a) clean glass and (b) soiled glass, giving rise to detection of scattered light.

Figura 64. Esquema de funcionamiento del Dust IQ.

Fuente: [42]



Figura 65. Ilustración del dispositivo Dust IQ de KippZonen.

Fuente: [55]

Este sistema no necesita sol para trabajar, dado que la fuente de radiación la incorpora el propio dispositivo, lo cual supone una ventaja dado que sus mediciones no se ven afectadas por las condiciones ambientales ni por la posición del sol, eliminando la dependencia del SR con el ángulo de incidencia de la radiación solar, y que además puede realizar mediciones nocturnas. Tampoco necesita limpiezas periódicas, funciona con los calendarios de limpieza de la planta.

Este dispositivo requiere diferentes calibraciones según el tipo de suciedad, en base a su reflectancia y absortancia. Esto es un inconveniente ya que la suciedad de un sitio puede cambiar con el tiempo o ser muy variopinta. También le afecta la presencia de agua en el cristal de los sensores, en la medida en que esta aumenta la reflexión de la luz, disminuyendo la transmitancia calculada; también con lluvia ligera, que disuelve

las partículas de suciedad hasta que se evapora, aumentando la transmitancia y, por tanto, el SR. Todo esto se puede apreciar en la Figura 66.

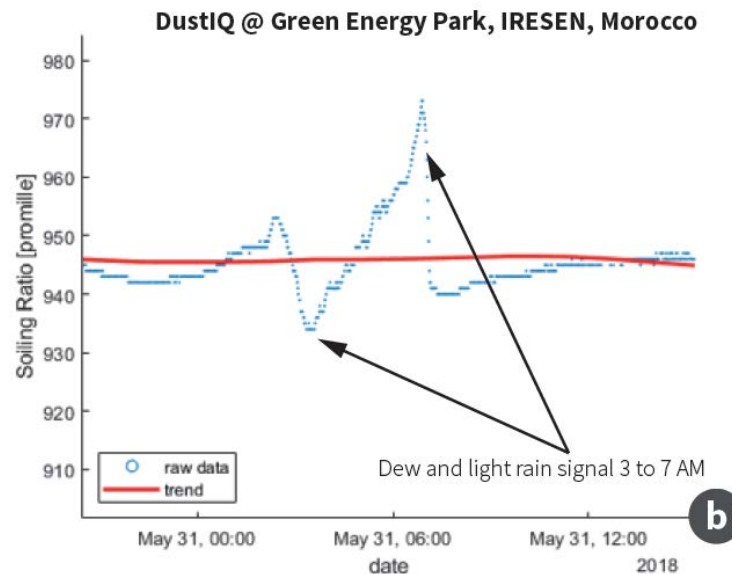


Figura 66. Medidas del Dust IQ a lo largo de una mañana con presencia de rocío, con la disminución del SR, y con lluvia ligera posterior.

Fuente: [29]

Lo malo de este dispositivo es que solo puede calcular pérdidas de radiación y no pérdidas reales de potencia en los módulos que pueden diferir por efectos de acumulación heterogénea de suciedad. Se debe tener en cuenta color de la suciedad, con el nuevo modelo, se puede calibrar, dejando ensuciar hasta un 5% de pérdidas y realizando un proceso que analiza la suciedad que tiene y se calibra para ella, esto conlleva el problema de que requiere nuevas calibraciones si varía el color de la suciedad acumulada.

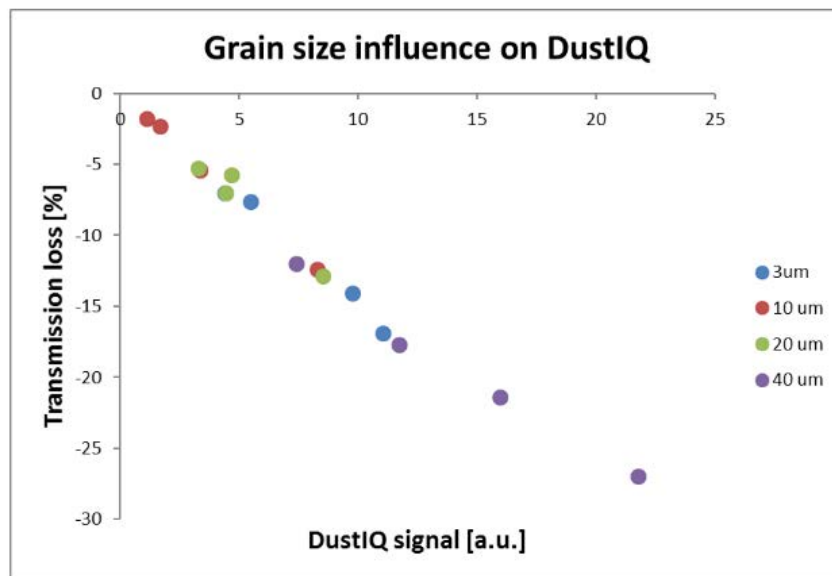


Figura 67. Comparación de las pérdidas del Dust IQ con las pérdidas reales de un módulo para diferentes tamaños de partícula depositada.

Fuente: [43]

6. Limpieza de paneles fotovoltaicos

6.1. Técnicas de limpieza

Hoy en día el método más ampliamente usado para combatir el impacto de la suciedad en las plantas de generación fotovoltaicas es el lavado a mano, de forma periódica. No obstante, este procedimiento puede resultar demasiado caro en términos económicos, de mano de obra y de agua, especialmente en zonas desérticas, donde además esto supone un problema de sostenibilidad, sobre todo en parques de grandes dimensiones [28]. Podemos clasificar diferentes métodos de limpieza manual según [44]:

- **Limpieza con pértiga y agua**, en este método un operario emplea una pértiga acabada en un cepillo con algún dispositivo de inyección de agua a presión. Es un método con rozamiento⁴.
- **Limpieza con agua a presión**, en este método un camión cisterna de gran capacidad se lleva hasta las hileras de paneles para que un operador o un sistema automático guíe las pistolas de inyección. Se considera un método sin rozamiento.

⁴ Es necesario mencionar que estos métodos, si bien suelen ser más económicos, pueden dañar las superficies de los paneles con arañazos durante el proceso de limpieza, mermando sus producciones.

- **Limpieza con vapor de agua**, es una variante del sistema anterior al que se le acopla un sistema calefactor para conseguir vapor y una campana para redirigir este. Es, análogamente al anterior, un método sin rozamiento.
- **Limpieza por rodillo autopropulsado**, en este método un sistema de rodillos acoplado a un vehículo motorizado limpia los paneles tras su enjabonado y con un posterior aclarado, similar a los métodos de limpieza de vehículos en túneles de lavado. Es un método con rozamiento y mecanizado.

Sin embargo, el uso de soluciones robóticas para automatizar los sistemas de limpieza de los paneles solares está poniéndose en marcha cada vez más. Estos dispositivos presentan una serie de ventajas como su automatización, el ahorro de personal, ahorro de tiempo, la posibilidad de trabajar en zonas de riesgo o con difícil accesibilidad como tejados e incluso el ahorro de agua tanto debido a una programación optimizada como a la aparición de diversas tecnologías que son capaces de limpiar los paneles sin agua. Se pueden clasificar los métodos de limpieza robótica en dos tecnologías según [44]:

- **Limpieza mecánica automática**, en este método un dispositivo automatizado y acoplado a los bordes superiores e inferiores de las estructuras de los paneles va recorriendo y limpiando a través de rodillos las superficies captadoras. Sin embargo, a veces estos dispositivos se ayudan de la fricción con el panel para desplazarse, pudiendo ocasionar daños en las superficies a largo plazo. Este método se considera a veces como semiautomático ya que, una vez el dispositivo ha terminado de limpiar una línea de módulos, se le debe llevar manualmente al comienzo de otra. Los sistemas completamente automáticos proveen de uno de estos dispositivos por cada fila de módulos. Ver Figura 75.
- **Limpieza mediante robots**, en ellos un robot va recorriendo la superficie de captación de los paneles de forma libre y automática, no es recomendado para paneles con inclinaciones superiores a 45°. Al igual que en el método anterior, se consideran sistemas completamente automáticos cuando existe un dispositivo por, al menos, cada fila de módulos.

La empresa Ketura Sun ha desarrollado el primer robot comercial que es capaz de realizar esta tarea sin agua, cuyo diseño se puede apreciar en la imagen derecha de la

Figura 69, este se basa en la utilización de una serie de brochas de microfibras y varios sopladores que van retirando la suciedad. [45]

Enel Green Power ha puesto en marcha esta solución pretendiendo emplearla en un futuro en sus plantas en Sudamérica, comenzando con una de sus plantas en Brasil, Ituverava, donde se ha sometido a condiciones reales y con la dificultad añadida de que esta planta presenta sistemas de seguimiento en sus paneles fotovoltaicos, lo que complica su limpieza mediante sistemas robóticos. Sin embargo, tras la experiencia se afirmó que *“el robot es capaz limpiar superando desniveles y con gran eficiencia incluso en condiciones desfavorables”*, pese a que aún creen que se debe refinar el prototipo para hacerlo más ligero, de forma que se pueda transportar con mayor facilidad, y con un coste más reducido. [28]

El objetivo a medio y largo plazo de esta empresa es trabajar en esta solución no solo para mejorar la eficiencia de las tareas de limpieza, sino también para intentar que el dispositivo sea capaz de ayudar a realizar otras labores como la inspección de módulos o la comprobación de seguidores solares.

Tabla 6. Datos económicos de los distintos métodos de limpieza.

Métodos Costes	Limpieza manual	Limpieza con sistemas montados sobre camiones cisterna	Limpieza con sistemas semi-automáticos	Robots portables	Sistemas completamente automatizados
Coste de inversión	Prácticamente nulo, compra de pértigas y material de limpieza	120000 a 150000 € por unidad	2000 a 12000 € por unidad	70000 € por unidad	45000 €/MW _P instalado
Coste operacional	Trabajadores, agua y otros productos de limpieza; alrededor de 171 €/MW _P limpiado ⁵	Conductor, combustible, limpiadores (si procede) y productos de limpieza, alrededor de 28,5 €/MW _P limpiado ³	Trabajadores, al menos dos son necesarios; productos de limpieza	Productos de limpieza	Productos de limpieza
Mantenimiento anual del sistema de limpieza	Nulo	Alto, debido sobre todo a las revisiones de los camiones	Bajo	Bajo	Bajo

⁵ Según [46]

Fuente: elaboración propia.

Los datos de la tabla anteriores se han extraído del informe [34] y el artículo [46], este último sobre una investigación para optimizar los procesos de limpieza en Arabia Saudí, bajo sus precios, aunque para el año en el que son calculados, el precio del agua es asimilable a la media española⁶. Además, cabe mencionar que los costes operacionales o costes variables de estos sistemas son fuertemente dependientes de la frecuencia de limpieza.



Figura 68. Ilustración de una limpieza de módulos manual mediante pértiga y agua a presión.

⁶ Aproximadamente 2,14 €/m³ en Arabia Saudí, por estar fuertemente subvencionado.



Figura 69. Ejemplos de dispositivos robóticos de limpieza de paneles solares, de barrido horizontal a la izquierda y de barrido vertical a la derecha.

Fuente: Google

6.2. Limpieza de módulos bifaciales

En este apartado se hablará en base a la experiencia adquirida tras la asistencia a un seminario sobre producción con módulos bifaciales impartido por el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid. En este seminario se debatió, entre otros temas, acerca de la necesidad de limpieza de las partes traseras de los módulos bifaciales, concluyéndose que no solía ser necesaria esta medida debido principalmente a la acción constante de la gravedad, que tiende a despegar la suciedad de la parte trasera de estos paneles, también a la baja exposición de esta parte a agentes externos, como lluvia o viento, que provocan adhesión de las partículas del ambiente; en consecuencia, y debido a la menor producción que aporta esta cara por efecto de la radiación de albedo, en la mayoría de los casos se puede prescindir de su limpieza durante incluso toda la vida útil del panel. No obstante, en condiciones de producción mayores debido a la existencia de alta radiación de albedo y alta tasa de ensuciamiento debido, por ejemplo, a tormentas de arena o a zonas con elevada humedad y alta presencia de partículas en el ambiente, es posible que sea económicamente viable recurrir a la limpieza de la cara trasera de estos módulos.

6.3. Rutinas de limpieza

A continuación, se muestran las ganancias o pérdidas económicas para diferentes tipos de módulos (con diferentes eficiencias) y para diferentes frecuencias de limpieza y precios de electricidad en la planta solar en Qatar mencionada en apartados anteriores. Para realizar este análisis, se probaron diferentes tecnologías de módulos y diferentes rutinas de limpieza y se obtuvieron los resultados para diferentes rendimientos de panel fotovoltaico y diferentes precios de la electricidad, durante un año. [40]

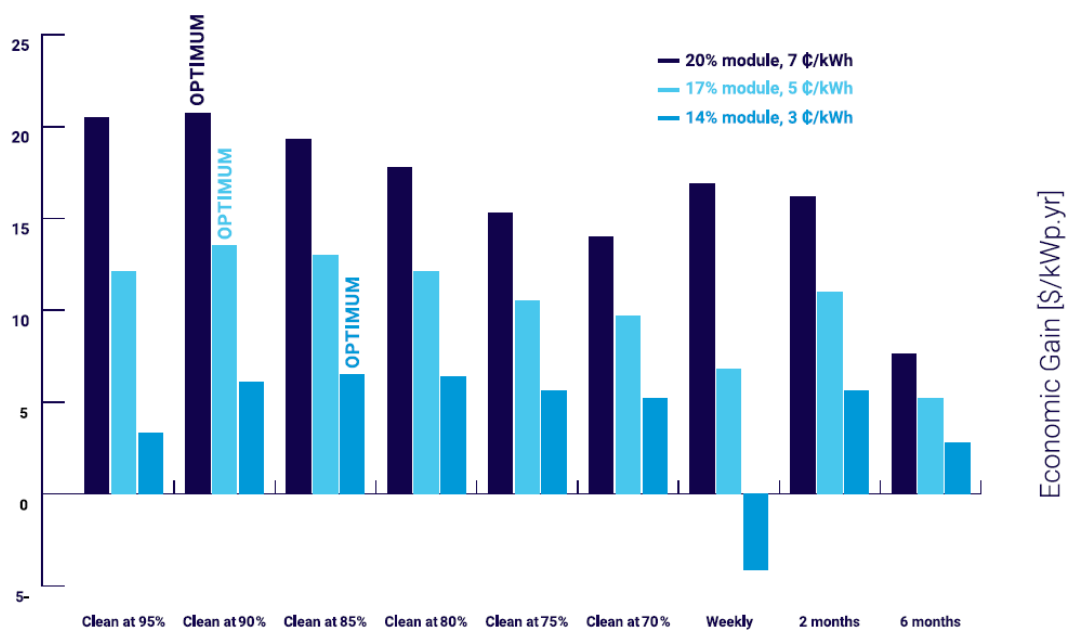


Figura 70. Análisis económico para rutina de limpieza óptima.

Fuente: [40]

El valor óptimo de SL (*Soiling Losses*) en el cual se deben realizar las tareas de limpieza depende, por tanto, de los parámetros económicos que acompañan al proyecto, como son el precio al que se vende la electricidad o el coste de las tareas de mantenimiento y limpieza. Observando la Figura 76, parece que el rango óptimo es cercano al valor de un 10 % de pérdidas por suciedad, siendo óptimo realizar la limpieza cuando se alcance este nivel de pérdidas, al menos para la planta caso de estudio, y no para calendarios de limpieza con periodos fijos entre ellas, encontrándose beneficios económicos de menos de aproximadamente un 70 % de media en comparación, e incluso siendo negativos en algunos casos, debidos a los costes variables de las tareas de limpieza. También es importante ser consciente de que los

mejores resultados se alcanzan cuando establezco un *trigger point*⁷ que cuando limpio sistemáticamente durante un periodo de tiempo, ya que en el caso de fenómenos meteorológicos como una tormenta se puede perder mucha producción si hemos de esperar a que se cumpla el periodo de limpieza. Sin embargo, si se detecta que se ha perdido por debajo de un valor de SL, se puede limpiar de forma inmediata al día siguiente y evitar esta pérdida.

7. Optimización económica del periodo de mantenimiento basada en las pérdidas por suciedad

Basándose en el análisis económico para encontrar el calendario de limpieza óptimo realizado en la planta solar de Qatar en [40], el cual emplea como variables el precio de la electricidad y el rendimiento del panel fotovoltaico, se ha decidido extraer, basándonos en los criterios que se relatan en los siguientes párrafos, una ecuación que pueda emplearse para encontrar un valor de referencia para el periodo de limpieza económicamente óptimo en función de una serie de parámetros.

A la vista de lo mostrado en el análisis en [40], se ha decidido que el final del periodo de limpieza esté basado en el parámetro de suciedad *Soiling Ratio*, en vista de que parece ser óptimo que fijar calendarios de limpieza con periodos fijos y además puede adaptarse de forma estacional o eventual. El coste asociado a las pérdidas por suciedad aproximado en nuestro caso estará compuesto por las pérdidas debidas al mantenimiento más las pérdidas que ocasiona la suciedad mermando la producción con la consecuente reducción de ingresos. Para el cálculo de las segundas, se empleará el *Soiling Ratio* (SR) sobre la producción que tiene la planta en cada instante, siendo este un cálculo aproximado, para así saber cuánto habría producido sin suciedad, en potencia (P_{limpio}), y obtener las pérdidas por la diferencia ($P_{pérd}$) restándole la potencia real producida (P). Este cálculo se realizará para un periodo de limpieza i , que comprende el tiempo entre dos eventos de limpieza completa, bien manual o bien por eventos meteorológicos como lluvias intensas.

$$Producción\ real(t) = P_{limpio}(t)SR(t) = P(t)$$

⁷ Valor de SL de referencia para realizar la limpieza.

$$P_{pérd}(t) = P_{limpio}(t) - P(t) = \frac{P(t)}{SR(t)} - P(t) = P(t) \left(\frac{1}{SR(t)} - 1 \right)$$

Quedando el cálculo en energía perdida:

$$E_i = \int_{t_0}^{t_0+T_i} P(t) dt$$

$$E_{limpia_i} = \int_{t_0}^{t_0+T_i} P_{limpia}(t) dt$$

$$\begin{aligned} E_{pérd_i} &= E_{limpia_i} - E_i = \int_{t_0}^{t_0+T_i} (P_{limpia}(t) - P(t)) dt \\ &= \int_{t_0}^{t_0+T_i} P(t) \left(\frac{1}{SR(t)} - 1 \right) dt \end{aligned}$$

Quedando el coste de cada periodo de limpieza, al que llamaremos F:

$$\begin{aligned} F_i &= \text{Costes propios del proceso de limpieza} \\ &\quad + \text{Ingresos de producción perdidos} \end{aligned}$$

$$F_i = C_{limpieza} P_{inst} + \int_{t_0}^{t_0+T_i} P(t) \left(\frac{1}{SR(t)} - 1 \right) \pi(t) dt$$

$$F_i = C_{limpieza} P_{inst} + \int_{t_0}^{t_0+T_i} \frac{P(t)}{SR(t)} \pi(t) dt - \int_{t_0}^{t_0+T_i} P(t) \pi(t) dt$$

Donde:

- i : periodo de limpieza determinado.
- E : hace referencia a energía, puede ser tanto realmente producida (E) como la que aproximadamente se produciría sin suciedad (E_{limpia}) o la energía perdida debido a la suciedad ($E_{pérd}$).
- $C_{limpieza}$: es el coste variable de la limpieza de los paneles, expresado en unidades monetarias (en este caso euros) por potencia pico instalada, suponiendo que en cada limpieza se limpia la planta en su totalidad.
- SR : *Soiling Ratio*, definido de la forma que se muestra a continuación.

$$SR = \frac{P_{\max(\text{módulo sucio})}}{P_{\max(\text{módulo limpio})}}$$

- π : Precio instantáneo del mercado diario de electricidad español.
- P: Potencia, con P_{inst} es la potencia pico fotovoltaica instalada y $P(t)$ es la potencia que produce la planta en cada momento.
- T_i : duración del periodo de limpieza i , será constante dentro de cada periodo tipo.

La duración del periodo de limpieza será T , por lo que habrá que optimizar el coste en función de este parámetro, para que los costes.

En cuanto a la potencia de la planta, sería fácil calcularla asumiendo que es constante, obteniendo la producción en un periodo meteorológicamente similar al periodo de limpieza cuyo coste se quiere analizar, que es lo que se ha definido como periodo tipo; así, esta potencia media sería la integral de la potencia producida en el tiempo durante todo ese periodo tipo, lo cual sería su producción, y dividiendo esa producción por la duración del periodo tipo.

$$\text{Producción en el periodo tipo } j = E_j = \int_{t_0}^{t_0+L_j} P(t)dt = P_{\text{media}_j} L_j$$

$$P_{\text{media}_j} = \frac{\text{Producción en el periodo tipo } j}{L_j} = \frac{\int_{t_0}^{t_0+L_j} P(t)dt}{L_j} = \frac{E_j}{L_j}$$

Donde:

- j : periodo tipo determinado.
- L_j es la duración del periodo tipo determinado.
- t_0 es el instante temporal en el que comienza el periodo tipo j .

Sin embargo, y como veremos más adelante, para algunas opciones de optimización en las que se suprimen los periodos tipo, o simplemente se asume un periodo tipo anual, la potencia media se calculará también como una media anual, siendo L_j igual a la duración de un año.

Si definimos que la potencia es constante durante todo el periodo tipo, así como el precio de retribución de la energía; lo cual no es muy descabellado ya que el SR va aumentando de forma aproximadamente lineal y lenta con el tiempo y es difícil que

coincidan picos de este parámetro con valores muy altos o bajos de producción o con precios de la energía muy distanciados de su media durante periodos largos, por lo que podemos aplicar un valor igual de SR a ambos valores durante periodos de limpieza lo suficientemente cortos para que no haya diferencias significativas, sobre todo en producción, en este periodo; sin embargo, si se diera el caso, habría que replantearse si realizar la integral con datos extraídos de otras plantas cercanas en periodos similares o de estaciones meteorológicas de referencia. Asumiendo todo esto, podemos calcular la integral con la única dependencia en el tiempo de SR(t).

Para el cálculo de la integral de $1/SR(t)$, hay que tener en cuenta que SR(t) se representará como rectas de una pendiente determinada, cuya pendiente variará según el ritmo de ensuciamiento, esto es, según el periodo característico escogido. Se considera que estas rectas pasarán a cero tras periodos de lluvia, iniciándose un nuevo periodo de limpieza. De esta forma, al igual que se ha hecho con la producción en el periodo, se tomará SR(t) con su valor medio a lo largo de este, calculado a través de su integral y dividido por la duración del periodo, de la siguiente forma:

Teniendo en cuenta que:

$$SR(t) = at + b$$

Donde el valor del parámetro a definirá el ritmo de ensuciamiento, por lo que será un valor negativo, dado que el ensuciamiento y, por tanto, el *Soiling Ratio*, van disminuyendo con el tiempo; y será función, en nuestro caso, del tipo de estación meteorológica en la que se encuentre el periodo meteorológico. El valor del parámetro b define el valor inicial de SR, esto es, SR(t₀).

$$\int_{t_0}^{t_0+T_i} \frac{1}{SR(t)} dt = \int_{t_0}^{t_0+T_i} \frac{1}{at + b} dt = \frac{1}{a} \ln|at + b| + C \Bigg|_{t_0}^{t_0+T_i}$$

Es también fácilmente deducible que el parámetro b es siempre igual a 1, dado que la evolución del *Soiling Ratio* tiene su origen en uno, por la propia naturaleza del fenómeno de ensuciamiento, interpretando que los paneles no poseen ningún tipo de suciedad intrínseca, imposible de limpiar y que parten en cada periodo de limpieza desde un estado de limpieza completa; quedando:

$$\int_{t_0}^{t_0+T_i} \frac{1}{SR(t)} dt = \frac{1}{a} \ln|at + 1| + C \Big|_{t_0}^{t_0+T_i} = \frac{1}{a} \ln \left| \frac{a(t_0 + T_i) + 1}{at_0 + 1} \right|$$

Suponemos que comenzamos con un *Soiling Ratio* inicial para cada periodo de limpieza, esto es, $SR(t_0)$, igual a uno dado que el comienzo del periodo de limpieza comenzará siempre en el instante inmediatamente posterior a un periodo de limpieza anterior o tras un periodo de lluvia intensa, lo suficientemente para limpiar de forma, suponemos que completa, los paneles. De esta forma, el valor inicial del tiempo debe ser cero también, es decir, t_0 igual a cero.

$$\int_0^{T_i} \frac{1}{SR(t)} dt = \frac{1}{a} \ln|aT_i + 1|$$

A su vez, supondremos que el valor de $\pi(t)$ será constante e igual a un valor medio genérico de la retribución asociada a la energía solar fotovoltaica para el periodo estudiado, basándonos, por ejemplo, en el mismo periodo en años anteriores. O, si bien en estudios asociados a autoconsumos, el valor medio de la electricidad en el mercado minorista para ese periodo, asociado, por ejemplo, al Precio Voluntario al Pequeño Consumidor, esto es, el PVPC. Se llamará π_{medio} a este nuevo precio constante, que podrá a su vez variar entre periodos tipo; quedando la ecuación anterior del coste por periodo de limpieza de la siguiente forma, sustituyendo los valores de P_{media} y de las integrales, previamente calculados:

$$F_i = C_{limpieza} P_{inst} + \pi_{medio_j} \left(\int_0^{T_i} \frac{P(t)}{SR(t)} dt - \int_0^{T_i} P(t) dt \right)$$

$$F_i = C_{limpieza} P_{inst} + \pi_{medio_j} \left(P_{media_j} \int_0^{T_i} \frac{1}{SR(t)} dt - P_{media_j} T_i \right)$$

$$F_i = C_{limpieza} P_{inst} + \pi_{medio_j} \left(\frac{P_{media_j}}{a} \ln|aT_i + 1| - P_{media_j} T_i \right)$$

$$F_i = C_{limpieza} P_{inst} + \pi_{medio_j} P_{media_j} \left(\frac{\ln|aT_i + 1|}{a} - T_i \right)$$

Esta ecuación es la que da el coste de cada periodo entre limpiezas, en función de la tasa de ensuciamiento a , que es característica de la localización y de las condiciones meteorológicas; también en función de la duración del periodo de limpieza T_i , del coste

de limpieza de los paneles C_{limpieza} , del tamaño de la planta según P_{inst} , de su producción E_i y de un precio medio de la energía π_{medio} . Sin embargo, a la hora de optimizar el coste de este proceso, nos interesa saber cuánto tiempo debemos dejar pasar entre limpiezas, esto es, la variable T_i , dado que es la única variable que podemos controlar a nuestra voluntad de las que depende esta ecuación. Por tanto, se va a proceder a calcular la optimización del coste en función de T_i , en donde vamos a distinguir dos opciones de optimización:

1. Optimizar teniendo en cuenta un T_i constante a lo largo del año, lo cual es más sencillo logísticamente hablando y más fácil de calcular, pero sin ser óptimo.
2. Optimizar diferenciando entre periodos tipo, caracterizados por unas condiciones meteorológicas aproximadamente constantes a lo largo de los mismos y en los que podamos suponer un T_i constante dentro de los mismos, pero diferenciándose entre ellos. En definitiva, la resolución de las ecuaciones será la misma, sin embargo, deberá resolverse para distintos valores de los parámetros de la ecuación que varíen para cada periodo tipo.

Las ecuaciones anteriores están calculadas para un periodo que abarca desde el momento justo después de la anterior limpieza por mantenimiento o lluvia intensa, suponiendo que el *Soiling Ratio* se pone siempre a uno tras estos eventos, hasta la siguiente limpieza por mantenimiento, por lo que solo se tiene en cuenta su coste una vez. El objetivo es optimizar los periodos de limpieza en un periodo de tiempo, por ejemplo, un año, para abarcar los cambios de estación. Para ello, se obtendrá el coste total debido a la suciedad, de forma genérica:

$$\text{Coste anual} = A = \sum_{i=1}^{i=n} F_i$$

Donde:

- n : número de periodos de limpieza en el año.
- i : periodo de limpieza determinado.

7.1. Optimización con periodo tipo único

En el caso de la opción de optimización 1, todos los periodos tipo son iguales, por lo que T_1 será igual a T_2 , a T_3 ...etc.; por lo que se llamará a todos T , lo mismo ocurrirá con Q , si definimos un único periodo tipo en un año. Además, la potencia media se calculará teniendo en cuenta la media a lo largo del año, por lo que la duración del periodo tipo L_j será igual a la duración del año, H . En este caso, se podría sustituir el sumatorio calculando fácilmente el número de periodos de limpieza en un año, dividiendo el tiempo del periodo tipo (que coincide con la duración del año, al haber solo uno) por la duración de cada periodo de limpieza, quedando la ecuación anterior:

$$A = \frac{H}{T} F$$

Donde

- H : es el tiempo en un año (365 días u 8760 horas en años no bisiestos, por ejemplo), expresado en las mismas unidades de tiempo que T , que es el periodo de limpieza único.
- F : es el coste de cada periodo de limpieza.

Optimizando el coste en función de este parámetro, para que los costes anuales sean mínimos:

$$\frac{dA}{dT} = 0$$

Para asegurarnos que es un mínimo:

$$\frac{d^2A}{d^2T} > 0$$

Esta última condición no será necesaria de verificar, ya que fácilmente se deduce que para valores positivos del periodo de limpieza T_i , la función del coste anual en función de este parámetro tendrá un valor igual a infinito en $T_i \rightarrow 0^+$ dado que el periodo de limpieza es infinitamente pequeño y se deben pagar de forma infinita los costes de limpieza en un periodo, a pesar de no tener pérdidas por producción; posteriormente este coste irá decreciendo a medida que aumenta T_i hasta un mínimo, volviendo a crecer posteriormente y tendrá un valor igualmente igual a infinito para $T_i \rightarrow \infty$ donde

los costes de limpieza serán nulos pero las pérdidas de la planta fotovoltaica serían infinitos también dado que su integral sería infinita.

Quedando estas derivadas, en base a las ecuaciones anteriores y para la opción de optimización número uno:

$$\frac{dA}{dT} = \frac{C_1}{a} \left(-\frac{\ln(aT + 1)}{T^2} + \frac{a}{aT^2 + T} \right) - \frac{C_2}{T^2}$$

Donde:

- $C_1 = \pi_{medio} P_{media} H$
- $C_2 = C_{limpieza} P_{inst} H$
- a : es el parámetro del *Soiling Ratio* que determina el ritmo de ensuciamiento, anteriormente mencionado.

Resolviendo la ecuación anterior por iteración se encontrará un único óptimo.

7.2. Optimización con varios periodos tipo

En este caso, que corresponde con la opción de optimización 2, se establecerán diferentes periodos tipo a lo largo del año, según vaya variando el ritmo de ensuciamiento a lo largo de este. Estos periodos se definirán, por tanto, según la evolución de la meteorología y, por lo tanto, de forma estacional generalmente. Dado que las variables de la ecuación a optimizar que varían a lo largo del año son principalmente la tasa de ensuciamiento a y la potencia producida P_{media} , y estas dependen de la época del año, principalmente, en una escala de tiempo suficientemente grande para eliminar eventos meteorológicos de escala convectiva o menor, como paso de nubes, tormentas locales...etc.

Ahora se deberá realizar la optimización para cada periodo, dado que se irá cambiando la duración del periodo de limpieza en función del óptimo para los parámetros de ensuciamiento y producción que posea cada periodo tipo o estación de ensuciamiento. Por tanto, la duración del periodo de limpieza óptimo vendrá determinado por el periodo tipo en el que se encuentre, siendo única dentro de ese periodo tipo, por lo que se denominará como T_j . En este caso, la cantidad de periodos de limpieza dentro de cada periodo tipo es fácilmente calculable según:

$$n_j = \frac{L_j}{T_j}$$

- j : periodo tipo determinado.
- L_j : duración del periodo tipo.
- T_j : duración del periodo de limpieza, característica de cada periodo tipo.
- n_j : número de periodos de limpieza dentro de cada periodo tipo. Se ha decidido tomarlo como un valor decimal, dado que, aunque no haya tiempo suficiente para completar el último periodo de limpieza, los paneles quedan parcialmente sucios para la siguiente estación, por lo que se debe asumir de esta forma esa suciedad de entrada a la siguiente estación.

La ecuación de optimización a resolver será la misma:

$$\frac{dA_j}{dT_j} = \frac{C_1}{a} \left(-\frac{\ln(aT_j + 1)}{T_j^2} + \frac{a}{aT_j^2 + T_j} \right) - \frac{C_2}{T_j^2}$$

Donde:

- H se sustituye ahora por L_j , que es la duración del periodo tipo, expresado en las mismas unidades temporales que T_j .
- $C_1 = \pi_{medio} P_{media} L_j$
- $C_2 = C_{limpieza} P_{inst} L_j$
- a_j : es el parámetro del Soiling Ratio que determina el ritmo de ensuciamiento, anteriormente mencionado, ahora podrá cambiar para cada estación de suciedad, esto es, para cada periodo tipo dado que se distinguen por el ritmo de ensuciamiento propio de cada uno.

También se podría calcular un T_i óptimo teniendo en cuenta las estaciones de suciedad, esto es, calcular que T_i constante a lo largo del año produciría un coste menor, pero teniendo en cuenta las variaciones de los parámetros que dependen de la estacionalidad, a y P_{media} . Para ello, retomamos la ecuación del coste anual con varios periodos tipo y hacemos T_i constante a lo largo del año.

$$Coste\ anual = A = \sum_{j=1}^{j=m} F_j n_j = \sum_{j=1}^{j=m} A_j$$

$$\frac{dA}{dT} = \sum_{j=1}^{j=m} \frac{dA_j}{dT_j} = \sum_{j=1}^{j=m} \frac{C_1}{a} \left(-\frac{\ln(aT_j + 1)}{T_j^2} + \frac{a}{aT_j^2 + T_j} \right) - \frac{C_2}{T_j^2}$$

Donde

- j: periodo tipo determinado.
- A_j: coste total de cada periodo tipo.
- Las constantes C₁, C₂ y C₃ se definen como anteriormente.

Resolviendo las ecuaciones anteriores por iteración, para cada periodo tipo, se encontrarán tantas soluciones óptimas de T_i como periodos tipos, una para cada periodo.

Para la obtención de los parámetros de las ecuaciones anteriores:

1. P_{media} de [47] para Almería⁸, en una planta de 100 MW_p sin seguimiento solar con una inclinación fija de 35°, orientada hacia el Sur, para el año 2014 y con unas pérdidas del sistema del 10 % ya que lo que queremos ver es la pérdida de producción de la planta, que es la energía que nos van a retribuir; dado el método de aplicación que sigue esta fuente para el cálculo de la producción de la planta a partir de la producción del panel para cada hora del año es el descrito en la ecuación inferior, es indiferente aplicar el coeficiente de pérdidas antes o después del *Soiling Ratio* medio, además de que se ha supuesto constante para todos los paneles de la planta.

$$P_{planta} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{panel\ i} (1 - \text{Pérdidas del sistema})$$

Con n igual al número de paneles de la planta.

2. Coste de limpieza, suponiendo que el cálculo se hace para una limpieza manual, dado que para métodos de limpieza semiautomáticos o automáticos su viabilidad está condicionada por que la cantidad de coste ahorrado derivado de los procesos de limpieza más frecuentes sea capaz de amortizar la inversión inicial que tienen estos métodos; dado que el coste variable de la limpieza será considerablemente menor al de los métodos manuales por requerir únicamente y en la mayoría de los

⁸ Escogida simplemente para tener unos datos de radiación en un emplazamiento soleado y conocido.

casos, el precio del agua y de productos de limpieza, ahorrando el coste de las horas de personal. Por tanto, y según lo visto en el apartado de métodos de limpieza, este coste estará en torno a los 171 €/MW_p, decidiéndose mantener en coste visto en [34] dado que la tarifa del agua para Arabia Saudi estaba en torno a los 2,14 €/m³ en 2016⁹, siendo parecida a la media española actual [48], al menos para el agua potable.

3. Parámetro “a”, ritmo de la tasa de ensuciamiento que caracteriza al *Soiling Ratio*, se decidió imponer el valor de -5 % de potencia al mes, un valor promedio y orientativo para el experimento realizado en Málaga descrito en [3]. Sin embargo, más adelante se analizará la variación del periodo óptimo con este parámetro.
4. Valor del precio de venta de la electricidad en el mercado mayorista, según el sistema de mercado eléctrico español, llamado en este trabajo como π_{medio} , el cual se ha escogido como la media en 2018 del mercado diario, 57,29 €/MWh según el informe de precios de 2018 del operador del mercado español de electricidad, omie [49].

No obstante, debido al alto número de simplificaciones que se han tenido que realizar para poder extraer una ecuación resoluble con datos fáciles de adquirir para cualquier planta, se han cometido una serie de errores, los cuales se enumeran a continuación.

- Se ha supuesto que el *Soiling Ratio* afecta de igual forma a toda la planta. Esta aproximación, según lo visto en el análisis de plantas reales, y dado que implica suciedad homogénea en toda la planta, es posible que sea la que conlleve un mayor error, debido a que es común encontrar patrones de suciedad heterogénea que impliquen la aparición de puntos calientes y pérdida de células productivas por su funcionamiento en polarización inversa o por activación de diodos de *baipás*, como ya se ha comentado.
- Se está asumiendo que el *Soiling Ratio* tiene una evolución recta, sin embargo, hemos visto que su evolución es oscilante; no obstante, dado que la oscilación no es demasiado brusca respecto a la tendencia, se cree razonable aproximar de esta forma.

⁹ Cifra sorprendente para este país con gran escasez de agua, pero posible debido a una fuerte subvención del gobierno, al menos se tiene constancia de ello hasta 2013.

- Se está suponiendo que las pérdidas que ocasiona la suciedad son siempre derivadas del *Soiling Ratio*, cuando este solo muestra la pérdida respecto a los puntos de máxima potencia de los paneles. Sin embargo, dado que en plantas de generación es muy común encontrar inversores con seguimiento de MPPT, se cree una aproximación razonablemente buena. No obstante, es cierto que en las plantas con suciedad heterogéneas existen pérdidas adicionales por funcionamiento en polarización inversa y activación de diodos de baipás.
- Suponemos que el coste de limpieza es constante, una aproximación razonablemente buena siempre que se emplee el mismo método de limpieza; sin embargo, en caso de cambiarse este se puede modificar la solución óptima introduciendo el nuevo parámetro en la ecuación.
- Suponemos que la potencia producida por la planta es constante durante todo el periodo. Aproximación razonablemente buena debido a la lenta evolución del *Soiling Ratio* que provoca que se aplique prácticamente valores parecidos de este en distintos instantes del día. El error producido por esta aproximación será menor si se fijan diferentes potencias medias para cada periodo tipo, dado que, en periodos con alta o baja producción, el error aumentaría más.
- Suponemos que el precio de la energía es constante durante todo el periodo; sin embargo, salvo en ocasiones puntuales donde el precio de la energía sea extremadamente anormal de forma prolongada en el tiempo, no se incurren errores significativos por esta aproximación en comparación con los ocasionados por heterogeneidad de la suciedad o del *Soiling Ratio* a lo largo de la planta. También se está teniendo en cuenta únicamente el precio del mercado diario, y no la contribución del intradiario (con amplia utilización de las renovables debido al corto horizonte temporal de su predicción) ni de la gestión de desvíos (menos utilizado) ni tampoco de las retribuciones específicas a la generación renovable, en caso de existir.
- Suponemos que los eventos de lluvia, al menos aquellos considerados intensos, son capaces de limpiar de forma completa la suciedad de la planta. Pueden existir eventos débiles de lluvia que ensucien los paneles aún más, arrastrando la suciedad atmosférica, o incluso que distribuyan la suciedad de forma heterogénea; es, por ello, muy importante, atender a los dispositivos de medida de suciedad distribuidos

por la planta tras estos eventos para detectar estas posibles anomalías en el ritmo de ensuciamiento y reaccionar en consecuencia.

- No se están teniendo en cuenta otros efectos de la suciedad sobre los paneles que ocasionen pérdidas de producción, como el deterioramiento físico de estos a causa de la suciedad, o a causa de los propios métodos de limpieza, lo que podría resultar en una reducción de su vida útil.

Estos errores se podrían evitar haciendo el cálculo individualizado por módulo y teniendo en cuenta los valores reales instantáneos de aquellos que varían en el tiempo en la ecuación 1. Para ello, se debería colocar un dispositivo de medición de datos de suciedad según la curva I-V de los módulos para cada uno de ellos, encareciendo sobremanera la inversión.

También es conveniente realizar un análisis para averiguar en qué medida la suciedad se acumula de forma homogénea en la central, y modificar estos calendarios de limpieza si así no fuera dado que, como se ha visto en los apartados anteriores, la no uniformidad de la distribución de la suciedad en el panel puede provocar la aparición de puntos calientes, altamente perjudiciales si conllevan diferencias de temperaturas superiores a los 20 °C y que pueden limitar la vida útil de los módulos. Además, se deben tener en cuenta acontecimientos climáticos, como tormentas de arena o nubes de polvo que, tras su paso, ocasionen un aumento anormalmente elevado de la tasa de suciedad, pudiendo ser necesario recurrir a una limpieza extraordinaria tras dichos eventos; así como tener en cuenta eventos de lluvia intensa¹⁰ para reiniciar la duración del periodo de limpieza.

7.3. Resultados de la optimización

Aplicando el método de Newton-Raphson para hallar las raíces de las ecuaciones de las derivadas del coste anual en un año con periodo tipo y un valor de la tasa de ensuciamiento a constantes a lo largo del año, implementadas en el programa Matlab, se obtuvieron los siguientes resultados.

¹⁰ Se denomina así a aquella lluvia lo suficientemente fuerte para limpiar los paneles por completo.

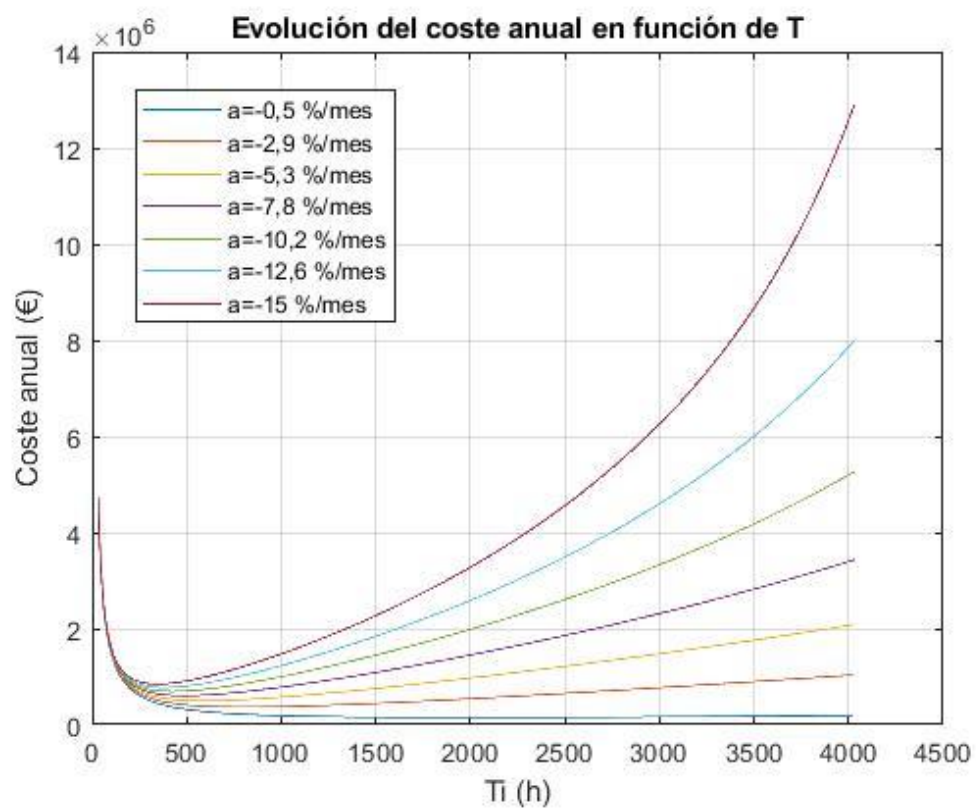


Figura 71. Evolución del coste anual con periodo tipo y “a” únicos a lo largo del año para diferentes valores de “a”.

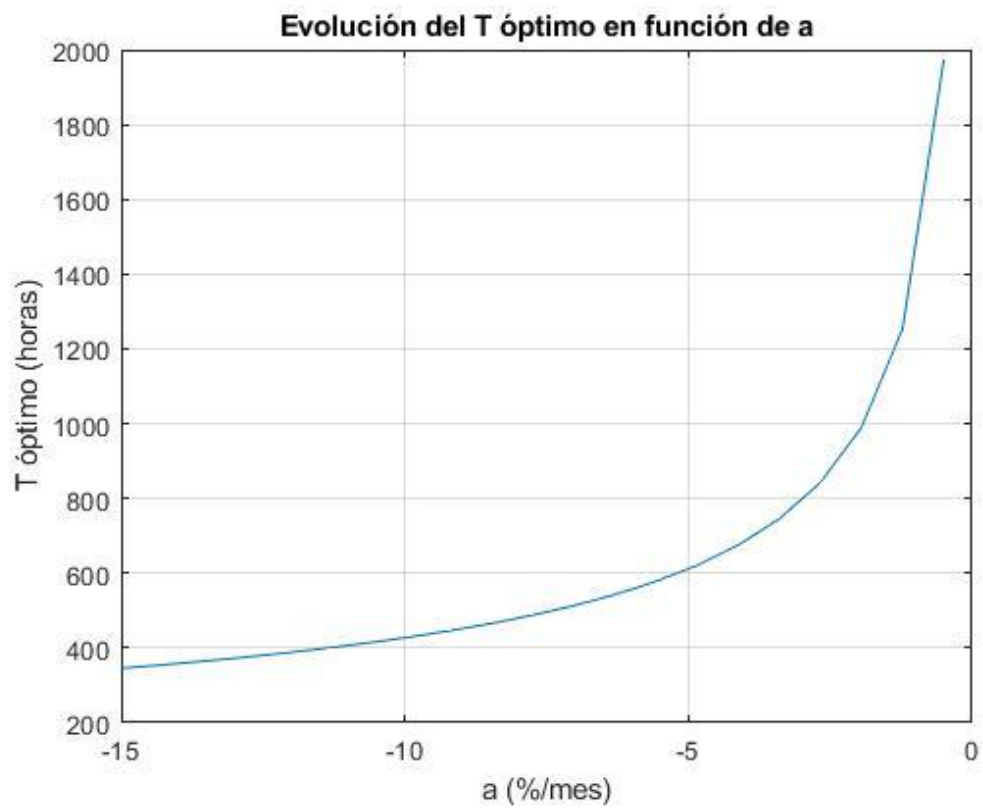


Figura 72. Evolución del periodo de limpieza óptimo con periodo tipo y “a” únicos a lo largo del año para diferentes valores de “a”, para el coste de limpieza indicado anteriormente, 171 €/MW_p.

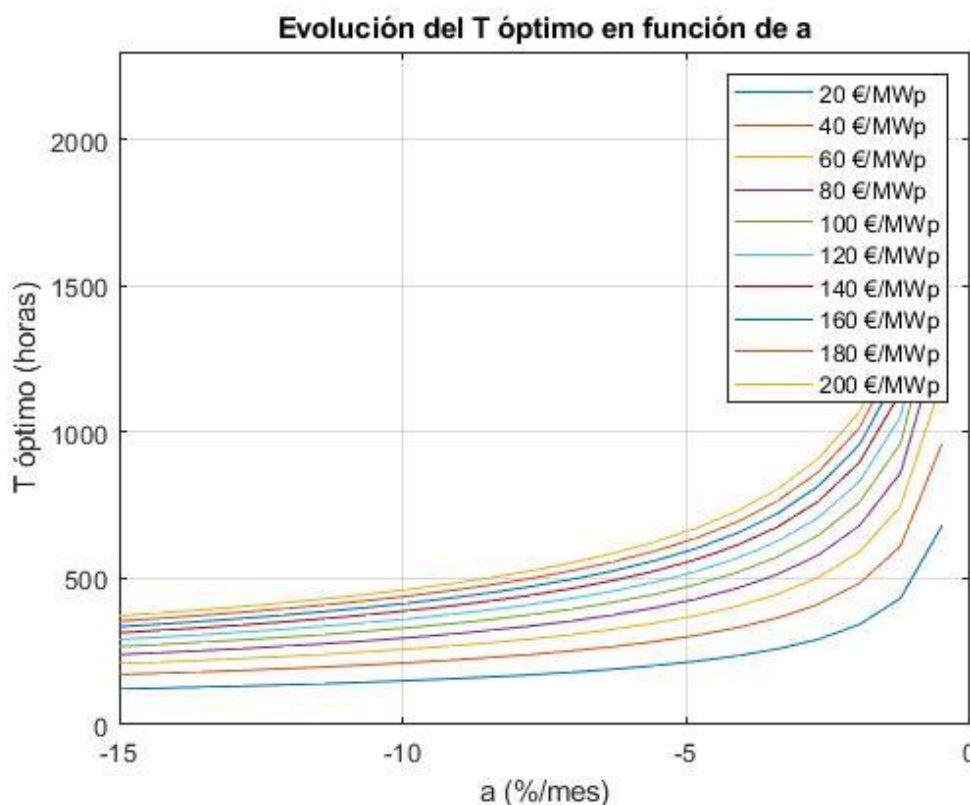


Figura 73. Evolución del periodo de limpieza óptimo con periodo tipo y "a" únicos a lo largo del año para diferentes valores de "a". Cada curva está asignada a un valor del coste variable de limpieza, indicado en la leyenda.

Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la validez de los resultados extraídos, podemos fijarnos tanto en la evolución de las curvas, que son coherentes con las tendencias que deben seguir según las hipótesis realizadas en los apartados anteriores. Además, es remarcable que para un valor típico de tasa de ensuciamiento de -15 % mensual, el valor óptimo es de unas 350 horas, por lo que al cabo de ese tiempo, de aproximadamente medio mes, el panel tendría unas pérdidas por suciedad del 7,3 %, del orden de magnitud del valor óptimo calculado en el análisis económico realizado en [8], donde se aprecia que el valor de ganancia económica limpiando los paneles cuando estos lleguen a un 10 % de pérdidas es muy cercano al óptimo; a pesar de que este análisis se ha realizado en otro país, con una moneda y precios de la electricidad distintos, con otra radiación y otra tasa de ensuciamiento pero con un trasfondo matemático aparentemente similar, además de todas las simplificaciones que se han realizado.

8. Análisis de pérdidas por suciedad en plantas reales

En este apartado se mostrarán procesos de análisis simplificados de plantas reales realizados por la empresa QPV, basados en informes internos de la empresa.

8.1. Central de Albesa Ramadera (Lleida, España)

Para el cálculo del *Performance Ratio* se empleó el software SISIFO¹¹ y se extrajeron los datos de irradiación horizontal de una estación meteorológica cercana (Tamarite de Litera, Huesca)

La pérdida energética ha llegado hasta superar el 10% respecto a la producción del primer año, tal como se observa en la Figura 81. También se observa que el *Performance Ratio* está sujeto a una tendencia similar a la de la producción y que la caída de los mínimos es menor en los meses de invierno. A continuación, se analizó la productividad de los inversores de la central y se concluyó que su resultado era lo suficientemente homogéneo como para afirmar que la anomalía afectaba de forma igual a todos los generadores; posteriormente se llevaron a cabo medidas de las curvas I-V tanto de módulos individuales como de series de módulos, a fin de ampliar la muestra, de este análisis se concluyó que la potencia de los módulos había disminuido, de forma general, un 15 %, debido posiblemente a presencia de suciedad o a una temprana degradación. Ni la inspección visual, ni el análisis termográfico, ni la inspección del cableado y la instalación eléctrica revelaron anomalías que pudieran explicar tal disminución en la producción.

¹¹ Programa bancable de simulación del funcionamiento de centrales fotovoltaicas desarrollado por IES-UPM



Figura 74. Vista panorámica de la central fotovoltaica de Albesa Ramadera.

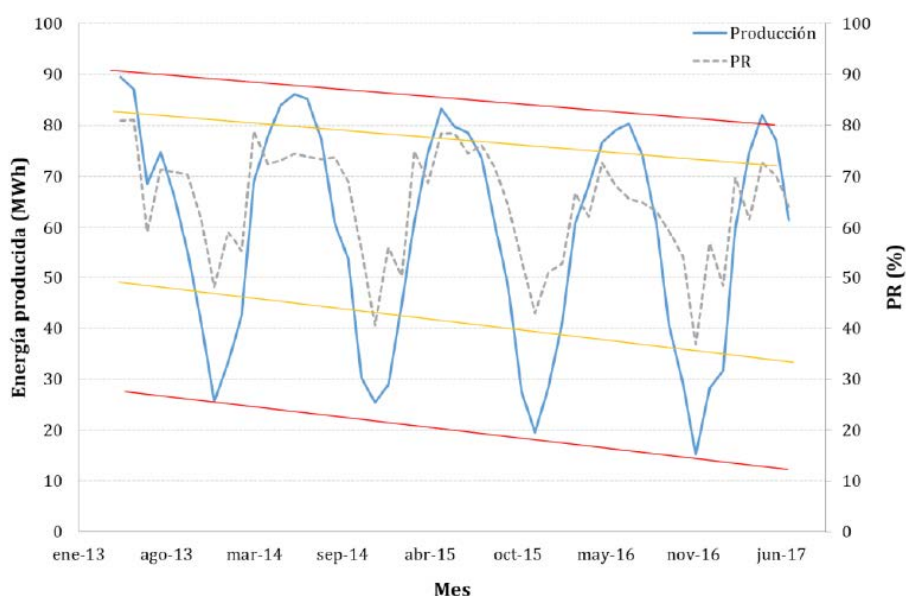


Figura 75. Producción de la planta desde su puesta en marcha en abril de 2013 hasta julio de 2017, así como Performance Ratio y líneas de tendencia de ambos, roja y amarilla respectivamente.

Sin embargo, y tras un último análisis en el que se extrajeron las curvas I-V de los módulos antes y después de limpiarlos, se observó que las pérdidas por suciedad eran de un 12,4%, atribuyéndose estas a la disminución gradual en la producción que había experimentado la instalación, pese a que en la inspección visual no se detectaron características en los módulos que hicieran pensar en pérdidas por suciedad mayores al 3 o 4 %. Esto es posiblemente debido a que los generadores se encontraban cerca de una salida de aire de una granja, pudiéndose depositar en ellos partículas de compuestos como metano o amoníaco, opacas y fácilmente imperceptibles a la vista.

Como medidas se propuso establecer unos calendarios de limpieza a fin de mantener el control sobre este problema.



Figura 76. Ilustración de módulos extraídos de la instalación: sucio el que se encuentra más al fondo y módulos limpios, el segundo y el tercero por la derecha.

8.2. Central de Cantillana (Sevilla, España)

En esta planta, de nuevo la inspección visual no predecía pérdidas por suciedad demasiado elevadas, seguramente inferiores al 5 %. Sin embargo, y tras un análisis de las pérdidas por suciedad de los módulos, se observó que estas pérdidas estaban alrededor del 8 % en las series de módulos analizadas, analizándose un total de 21 módulos, siendo esta pérdida una cifra de aproximadamente el doble de lo que se predecía.

Tras un análisis de las partículas que ensuciaban estos paneles, se concluyó que esta suciedad estaba compuesta por una primera capa homogénea y por acumulaciones puntuales. La capa homogénea provenía tanto del polvo en suspensión natural de los entornos rurales y agrícolas, como de las emisiones de una cantera aledaña. Esta última fuente provoca que la composición de la suciedad depositada sea particularmente

oscura, como se observa en la Figura 84. Las deposiciones puntuales parecen provenir del polen desprendido de las cañas del río adyacente. De estas características, se concluyó que la particularidad de color oscuro y opaco de este tipo de suciedad es la que provocaba esa mayor reducción en irradiancia y, en consecuencia, unas mayores pérdidas por suciedad. Se recomendó instalar dispositivos de medida real de las pérdidas por suciedad para establecer los calendarios de limpieza.



Figura 77. Estado de los módulos de la instalación antes de su limpieza.



Figura 78. Ilustración del color de la suciedad de los módulos.

8.3. Central en Kuwait

Primero de todo, se realizaron análisis termográficos sobre los módulos, en los cuales se detectaron puntos calientes debidos a acumulación no homogénea de la suciedad tal como se ha explicado en apartados anteriores.

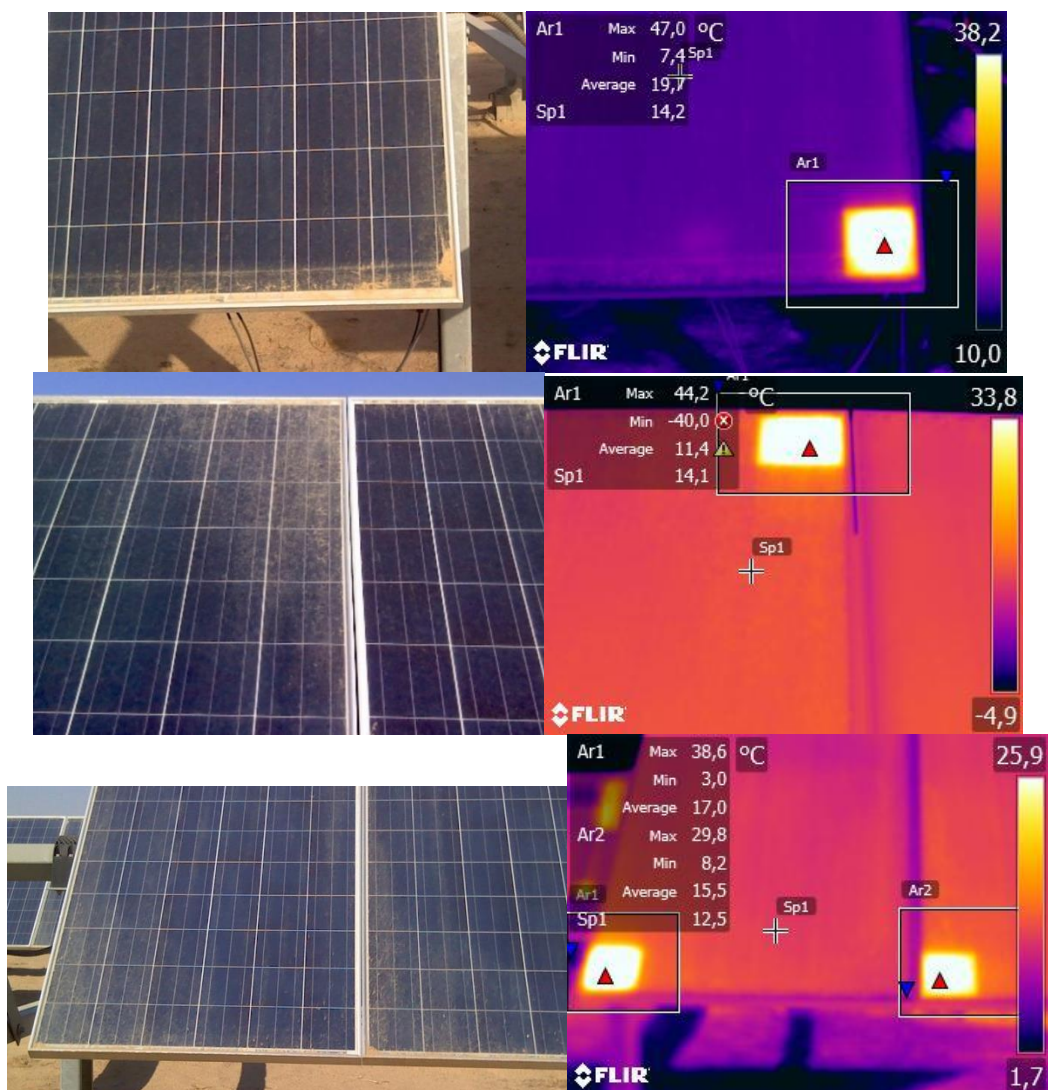


Figura 79. Termografías realizadas en esta central que mostraban puntos calientes con la ilustración del estado de los módulos sobre las que se hacían (izquierda).

Como ya se ha explicado, estos puntos calientes resultan perjudiciales por dos motivos. En primer lugar, suelen derivar en una pérdida de potencia eficaz. En segundo, pueden suponer una degradación prematura del módulo si se alcanzan temperaturas lo suficientemente elevadas. De los 3102 módulos analizados un 3,2% presentaban puntos calientes. En un 65% de los casos (un 2,1% sobre el total), las diferencias de temperatura son superiores a 20 °C, que es lo que se catalogó como puntos calientes graves, dado que podrían provocar que la temperatura de la célula subiera por encima de los 100 °C, provocando un grave perjuicio en la vida útil del módulo.

También se realizó un análisis de suciedad con una inspección visual, de la cual se extrajeron tres patrones de suciedad a lo largo de la planta:

- Suciedad homogénea.
- Suciedad localizada pero similar en todos los módulos de una misma serie.
- Suciedad localizada presente sólo en algunos módulos de la serie.



Figura 80. Ilustración de, a la izquierda, un módulo limpio, y el resto módulos sucios.

Dentro de este análisis, se extrajo la curva I-V (ver Figura 87) de uno de los módulos con suciedad homogénea y con acumulación de mayor suciedad en ciertas partes del módulo, esto es, con extras de suciedad repartidos de forma heterogénea. De esta curva se dedujo una reducción del 5,7 % en su corriente de cortocircuito, provocada por la acumulación de suciedad homogénea; la presencia de la suciedad heterogénea produjo la aparición del escalón en la curva que reducía su potencia máxima en un 1,5 % extra. Además, la presencia de este módulo en un *string* con módulos sin suciedad heterogénea producía unas pérdidas del 35 % por el desplazamiento de su punto de trabajo al trabajar en las condiciones óptimas del resto de módulos.

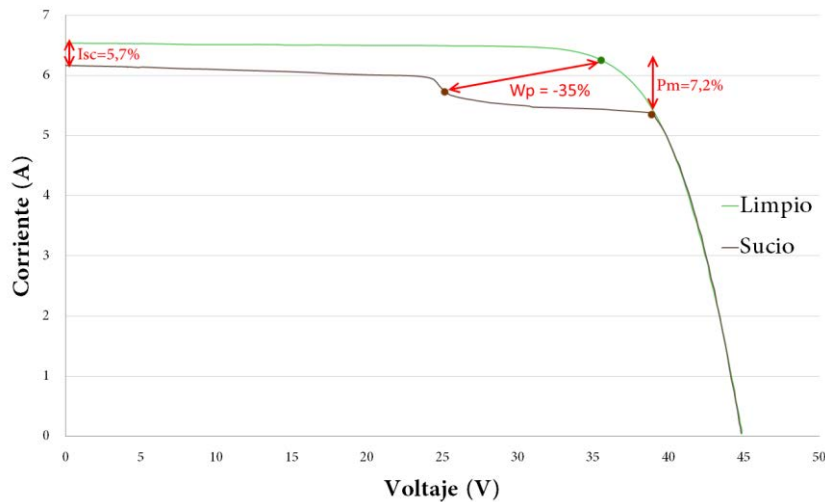


Figura 81. Curva I-V de un módulo con suciedad heterogénea analizado.

Se analizaron también módulos con suciedad homogénea extrayéndose de este análisis unas pérdidas por suciedad homogénea de un 4,9 % en promedio, con una desviación típica del 1,8 %, asociadas a las pérdidas de Isc de los módulos sucios medidos.

También se ha de indicar que, durante el día que se realizaron estas medidas, se cuantificaron fluctuaciones en la irradiancia de hasta un 2% en cuestión de tan sólo 30 segundos, o hasta un 3% en un minuto, pese a ser un día despejado. Estas variaciones se deben a la presencia de nubes en altas capas de la atmósfera (estratosfera, mesosfera), que son imperceptibles para el ojo humano. En estas situaciones, para obtener resultados fiables es imprescindible llevar a cabo procedimientos comparativos, como el realizado en este proyecto, o utilizar equipos que midan la curva I-V de manera casi instantánea. De otra manera, medidas de curvas I-V con equipos como el Tri-Ka, que tarda más de 30 segundos en trazar una curva, conllevan una incertidumbre muy alta.

Se recomendó establecer periodos de limpieza más frecuentes tanto para producir la desaparición de los puntos calientes, que ocasionaban pérdidas del 0,5 % de la potencia de la central, como para resolver las pérdidas por suciedad que ascendían a ser del 6,9 %. Además, se sugirió realizar campañas de limpieza específicas, por ejemplo, tras eventos climáticos que conlleven un mayor ensuciamiento, como las tormentas de arena.

8.4. Central de Uribe (Antofagasta, Chile)

En este proyecto se realizaron primero análisis termográficos de 7680 módulos de la central, correspondiendo a un 4 % del conjunto de módulos de la central, en ellos se encontraron puntos calientes de dos tipos. El primer tipo, derivados de acumulaciones heterogéneas de suciedad, como se muestra en un ejemplo en la Figura 88, un 5,7 % de los módulos analizados, y que conllevan, como ya hemos visto, pérdidas de potencia y degradaciones prematuras de los módulos. El segundo tipo de puntos calientes detectado era debido a la presencia de un diodo cortocircuitado, provocando que las células sean incapaces de evacuar la potencia que reciben del sol, disipándose en las propias células, las cuales trabajarían en cortocircuito o con una ligera polarización inversa. Aunque se detectó en muy pocas unidades, es necesario su análisis para detectar si el problema subyacente pueda no ser un defecto de fábrica, ver Figura 89.



Figura 82. Ilustración de puntos calientes en módulos ensuciados de forma no homogénea en una central de Chile.

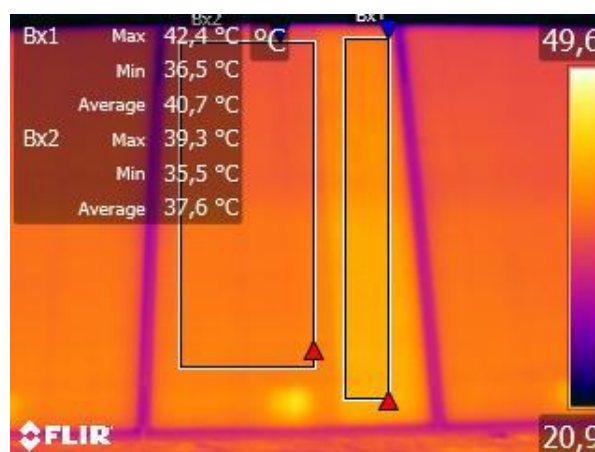


Figura 83. Ejemplo de un módulo con diodo de baipás cortocircuitado.

En cuanto al análisis de suciedad realizado posteriormente, de forma análoga al anterior caso citado, se observaron dos patrones de suciedad generales y diferenciados:

- Suciedad homogénea, medida a través de la corriente de cortocircuito, al estar asociada a pérdida de irradiancia. Estas pérdidas se cuantificaron en un 3,1 % promedio en este caso.
- Suciedad localizada y pérdidas por dispersión de parámetros¹², estas provocan la aparición de escalones en la curva I-V de los módulos que, a su vez, están asociados a pérdidas en la potencia máxima extraíble y a pérdidas adicionales por traslación de su punto de trabajo óptimo al estar dentro de un *string*. Las pérdidas por suciedad heterogénea calculadas según los puntos de máxima potencia antes y después de limpiar el *string* fueron de un 3 % promedio para los dos *strings* analizados y las pérdidas asociadas a la dispersión de parámetros de un 2,3 % promedio para esos mismos *strings*.

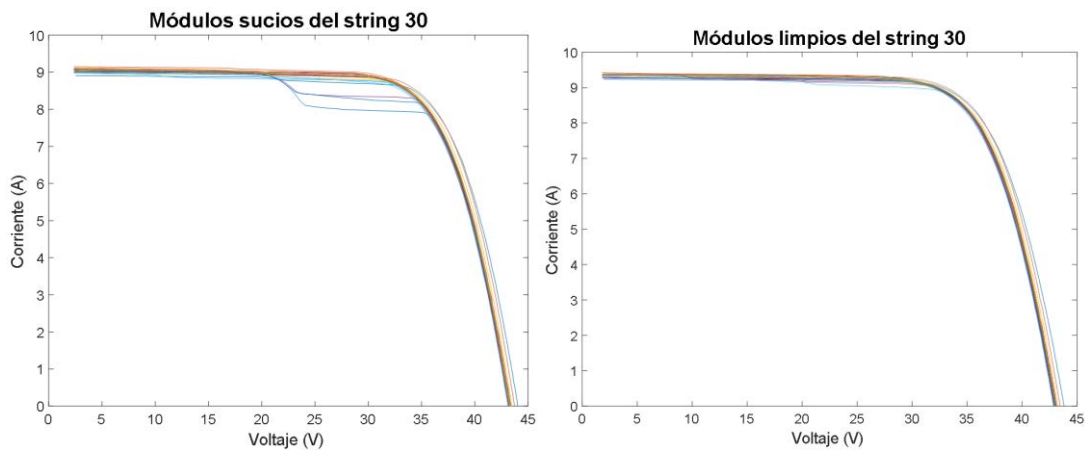


Figura 84. Curvas I-V de los módulos de un *string* de la central, antes y después de limpiarlos.

De forma análoga al anterior caso descrito, se recomendó tomar medidas para una mayor frecuencia de operaciones de mantenimiento y de limpieza en la central, a fin de limitar las pérdidas provocadas por distribuciones de suciedad tanto homogéneas como no homogéneas, pero sobre todo estas primeras, en tanto en cuanto están asociadas a la aparición de puntos calientes, los cuales desaparecerían al realizarse estas limpiezas de forma correcta.

8.5. Central en Calipatria (California, Estados Unidos de América)

Se realizó un simple análisis de suciedad, concluyendo que las pérdidas eran de un 1,6 % en promedio y que podía ser necesario establecer periodos de limpieza con una

¹² Para calcular estas pérdidas adicionales, se empleó un programa de simulación propio de QPV.

frecuencia por determinar a fin de evitar que este problema creciera, también movidos por la detección de una incipiente acumulación heterogénea de suciedad, ver Figura 91.



Figura 85. Ilustración del estado de suciedad de los paneles de la instalación de Calipatria.

Tabla 7. Pérdidas por suciedad en los cuatro generadores analizados de la instalación de Calipatria.

CT	Pérdidas por suciedad (%)
2	1,2
13	1,4
20	1,7
21	1,9
Total	1,6

8.6. Central en Honduras

Se realizó un análisis termográfico en el cual se detectaron puntos calientes en un 12,1 % de las cajas de conexión de los módulos; sin embargo, no se detectó en ninguna de las unidades analizadas pérdidas de potencia prematuras debidas a este efecto. No se

ahondará más en este análisis al no ser objeto de estudio de este proyecto. También se detectaron roturas en un 0,07 % de los módulos de la central, provocadas por la presencia de puntos calientes, probablemente producidos en sus primeros instantes de exposición al sol, donde su distribución de temperaturas se vuelve transitoriamente no uniforme, debido a un defecto de fabricación.

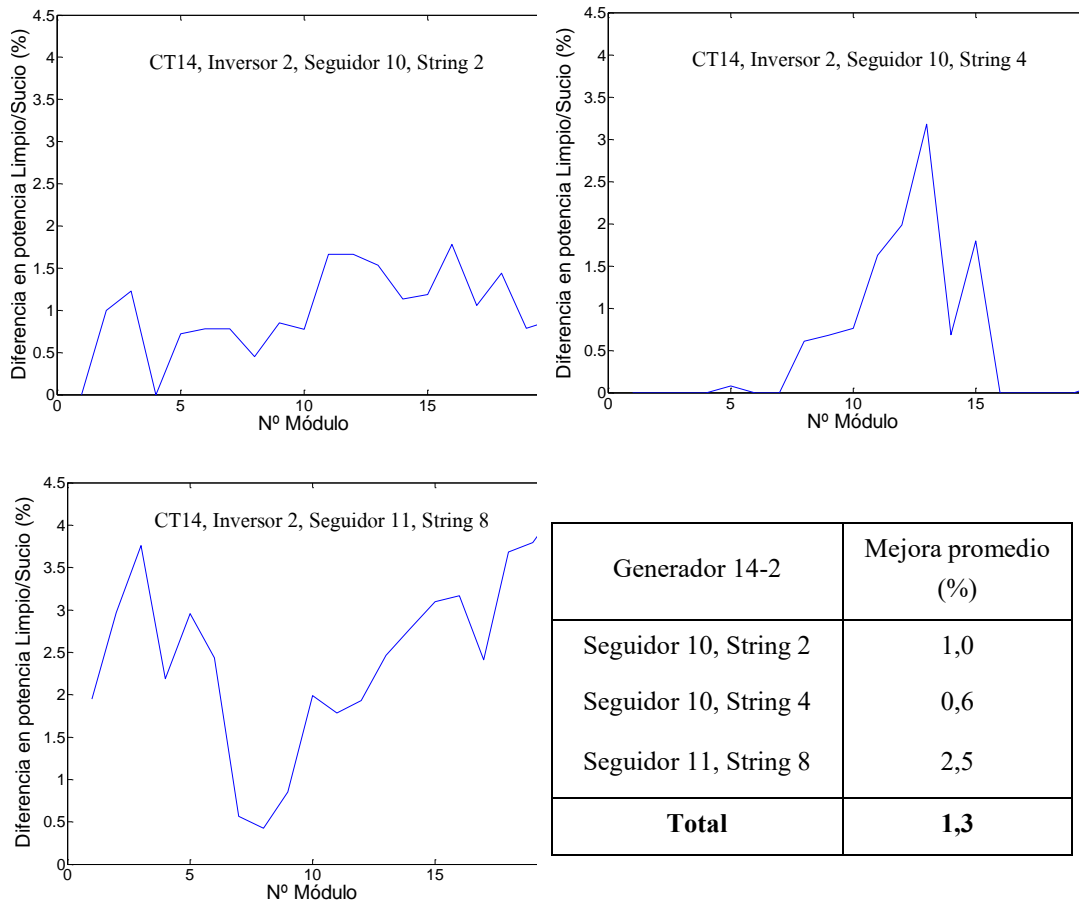
En cuanto al análisis de pérdidas por suciedad, se observó que la deposición de partículas no había causado aún un problema lo suficientemente determinante para las pérdidas de potencia. No obstante, se detectó que las deposiciones de pájaros eran un problema recurrente, sobre todo en la parte Sur de la central y a la parte Este de los módulos, zonas de mayor tránsito y de reposo de los pájaros, respectivamente. Se ilustran algunos ejemplos en las siguientes figuras.



Figura 86. Ilustración de módulos afectados por ensuciamiento debido a deposiciones de excrementos de pájaros.

Para cuantificar las pérdidas ocasionadas por este fenómeno se realizaron pruebas termográficas, de tensión de operación y curvas I-V en 60 módulos afectados por suciedad y excrementos. Las pruebas se repitieron antes y después de limpiar los módulos. La Figura 93 muestra el resultado para cada módulo y los valores por generador. En promedio, la potencia pico de los módulos mejora un 1,3 % tras la limpieza, llegando a superar el 4 % en algunos módulos especialmente afectados.

Tabla 8. Mejora de la potencia pico de los módulos afectados por excrementos de pájaro tras el proceso de limpieza.



Esta pérdida es mayor si tenemos en cuenta el efecto que ocasiona la presencia de ese módulo en un *string*, con el correspondiente dispersión de parámetros que se produce al trabajar a una corriente que provoca una disminución notable en su tensión de trabajo, a fin de adaptarse al punto óptimo de los paneles del *string*, se realizaron ensayos para cuantificar estas pérdidas en algunos de los módulos especialmente afectados y llegaron a cuantificarse valores de pérdidas efectivas del 40 % por este fenómeno, mientras que la pérdida de potencia del módulo trabajando de forma aislada era de un 1,4 %.

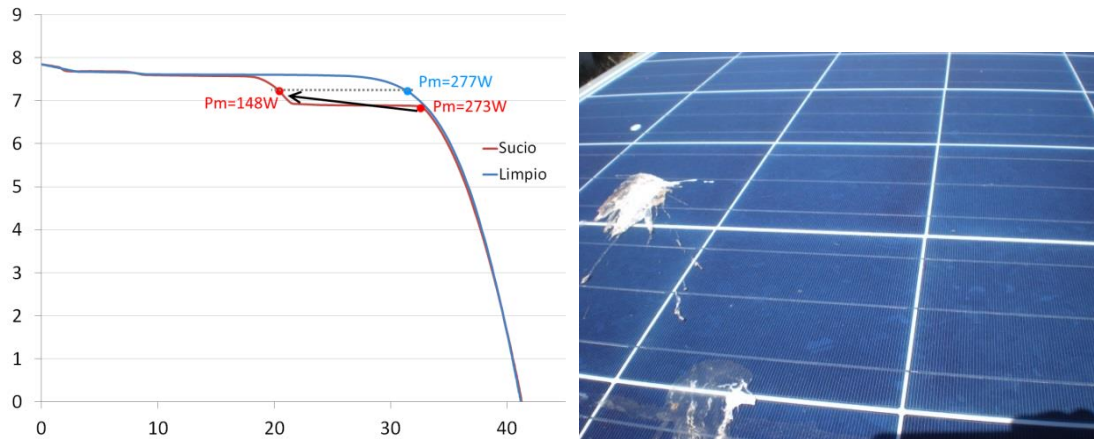


Figura 87. A la derecha, ilustración de uno de los módulos especialmente afectados analizado para ver sus pérdidas por dispersión de parámetros; a la izquierda, curva I-V de ese módulo antes y después de limpiarlo.

Para resolver el problema del reposo de los pájaros en los marcos de los módulos y, debido a este, de la deposición de sus excrementos, se propuso la instalación de una cuerda fina y resistente en la zona de la central más afectada por este fenómeno a fin de evitar que sus deposiciones ensucien las superficies de los módulos.

8.7. Central de Guimarães (Minas Gerais, Brasil)

A continuación, se mostrarán las imágenes del estado de suciedad de los módulos correspondiente al análisis de suciedad de esta planta, el cual se llevó a cabo en junio de 2019 y sobre las cuales se puede apreciar el efecto de las variaciones locales en las pérdidas por suciedad. Esta planta tiene unas dimensiones aproximadas de 1,5 km en dirección este-oeste por 1 km en dirección norte-sur, calculadas de extremo a extremo según el plano de la planta que se puede encontrar en el Anexo 2, donde también se indican las diversas zonas de la planta a las cuales se refieren cada una de las imágenes que se insertan a continuación.



Figura 88. Ilustración del estado de suciedad de los módulos en la zona 1.



Figura 89. Ilustración del estado de suciedad de los módulos en la zona 2.



Figura 90. Ilustración del estado de suciedad de los módulos en la zona 3.



Figura 91. Ilustración del estado de suciedad de los módulos en la zona 4.

En esta central se analizaron 54 módulos de la zona 1 de la planta, 29 módulos de la zona 2 y 19 módulos de la zona 3, obteniéndose los resultados según el procedimiento indicado en el apartado de *Parámetros y metodología de evaluación de las pérdidas por suciedad*. En la Tabla 9 se pueden observar los valores calculados, a partir de los datos de potencia máxima de cada módulo recogidos, para el $SR^{P_{m\acute{a}x}}$, observándose que en la zonas 1 y 3 se aprecian valores superiores debidos a mayor ensuciamiento de los paneles, como se ve en las Figuras 88 y 90, mientras que en las zonas 1 y 2 los valores de desviación típica son mayores, probablemente debido a la presencia de suciedad heterogénea en los paneles a resultados de deposiciones de pájaros, como se aprecia en la Figura 89. Los paneles de la zona 4 no deben presentar pérdidas significativas debidas a suciedad por lo que se aprecia en la Figura 91.

Tabla 9. Resultados de suciedad extraídos para los módulos analizados de cada zona de la planta.

Zona de la planta Valores 1-SR^{Pmáx}	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Valor promedio	7.52%	4.03%	7.14%
Valor máximo	8.95%	5.68%	7.98%
Valor mínimo	5.69%	2.71%	6.48%
Desviación típica	0.74%	0.69%	0.44%

Aún no se ha realizado el informe con las medidas a tomar para esta planta, debido a la cercanía temporal de este análisis, no obstante, se prevé que se deberían introducir campañas de limpieza, más intensivas en las zonas 1 y 3 de la planta, así como alguna solución para el control de las deposiciones de aves, especialmente en la zona 2.

9. Conclusiones

Tras la investigación realizada en este trabajo respecto a los efectos que causa la deposición de suciedad en los módulos fotovoltaicos se concluye que, en primer lugar, se ha visto que es un fenómeno que afecta de forma muy distinta entre las plantas de generación, e incluso entre zonas alejadas dentro de plantas grandes. Es, por tanto, necesario realizar un análisis individualizado de cada planta y realizar una división sectorial lo suficientemente representativa de la variación de condiciones tanto ambientales como geográficas o de actividad humana dentro de la misma para poder obtener unos resultados que nos puedan indicar la pérdida real que se ocasiona debido a la adhesión de suciedad en los paneles fotovoltaicos y poder calcular así los periodos de limpieza de la forma más óptima posible que, como se ha visto, pasará por esperar a que el valor del parámetro indicador de las pérdidas por suciedad alcance un cierto valor, teniéndose en cuenta de esta forma las pérdidas ocasionadas por eventos meteorológicos que produzcan un aumento repentino de la tasa de ensuciamiento local, como pueden ser las tormentas de arena o los tornados; y, si es posible y necesario, calcular este valor óptimo para cada estación de suciedad, siempre que el ritmo de deposición o las características de esta varíen lo suficiente a lo largo del año, así como para cada sector de la planta.

En cuanto al análisis de las pérdidas en planta, se ha deducido de las inspecciones de plantas analizadas en este trabajo que una inspección visual es, a menudo, insuficiente, dado que muchos factores como las propiedades espectrales de la suciedad adherida escapan a esta, por no mencionar que se han analizado casos en los que a simple vista no se apreciaba ninguna existencia de suciedad, debido a las propiedades ópticas de esta, y que sin embargo se ocasionaban grandes pérdidas debido a su opacidad, sobre todo con la deposición de compuestos tanto orgánicos como inorgánicos, llegando a causarse pérdidas superiores al 10 %. En cuanto al análisis de los datos de suciedad, como se ha mencionado, es óptimo emplear el valor de la corriente de cortocircuito de los módulos, fácil de medir, cuando lo que se quiere hallar es la pérdida de radiación recibida por la célula a causa de la suciedad, obteniéndose en este caso el SR^{Isc} que representaría la fracción perdida respecto a un módulo de referencia limpio. No obstante, si lo que se pretende es obtener el valor de las pérdidas reales en la producción energética, sería óptimo obtener este parámetro en función de la máxima potencia de la curva I-V de los módulos, obteniéndose el $SR^{P_{m\acute{a}x}}$ dado que, como se ha visto, se pueden deducir de esta forma, en combinación con la medida de la corriente de cortocircuito de dichos módulos, reducciones anormales de este punto de máxima potencia ocasionadas por ensuciamientos no uniformes a lo largo del módulo, además de tener en cuenta mediante este parámetro la reducción de rendimiento de los paneles para bajas irradiaciones.

Es necesario destacar que los casos de suciedad heterogénea en paneles que se encuentran funcionando dentro de un *string* ligado a una estrategia de seguimiento del punto de máxima potencia por parte del inversor, pueden desplazar el punto de funcionamiento de células con niveles de suciedad superiores a los del resto del *string*, forzando a un funcionamiento en polarización inversa para mantener la corriente que hace óptima la producción del resto de células, provocando la aparición de puntos calientes por disipación de la potencia generada por esta célula, incapaz de exportarla, que pueden causar la aparición de puntos calientes en los módulos que reduzcan de forma prematura su vida útil. Este problema se resolvería con la utilización de microinversores, asociando uno a cada módulo, aunque no es la solución que se emplea en las plantas actuales por motivos económicos, por lo que la forma actual de paliar estos problemas es la inspección rutinaria de módulos, realizando análisis

termográficos para la detección de puntos calientes seguidos de medidas de sus curvas I-V para cerciorarse de que son causados por una mayor acumulación de suciedad.

En lo que respecta a los métodos de limpieza, queda claro que no existe una solución óptima, dado que la eficiencia del método de limpieza está ligada a las características del emplazamiento y de la planta, teniéndose que valorarse según qué casos qué opción utilizar; pese a ello, si se puede afirmar que una mejora en las capacidades de estos dispositivos automatizados que permita combatir un amplio abanico de tipos de suciedad o que sea capaz de analizar en qué zonas de la planta se es necesario una limpieza manual debido a sus limitaciones observando, por ejemplo, las curvas I-V o la temperatura de los paneles en busca de puntos calientes, puede hacer que la balanza de decante en favor de los mismos. También se han analizado los efectos que tienen las capas anti-suciedad existentes en el mercado, llegándose a la conclusión de que su efectividad depende de la localización, ligada, seguramente al tipo de suciedad del emplazamiento, sin embargo, sí que se ha observado que en términos generales ha ayudado a reducir las pérdidas por suciedad prescindiendo de la necesidad de limpieza de los paneles total o parcialmente. Quedando como futuro desarrollo analizar la viabilidad económica de estas soluciones.

Del análisis de los productos comerciales se observa que gran parte de ellos basan sus medidas en la corriente de cortocircuito de los módulos que, como se ha discutido, no es el método óptimo para analizar la influencia que está teniendo la suciedad sobre la potencia generada por la planta, especialmente en aquellos dispositivos basados en el sistema de dos módulos. Esto es probablemente propiciado por la aún escasa experiencia en el sector y por el menor coste que supone realizar las mediciones de esta forma. En cuanto a los dispositivos como el Mars Sensor y el Dust IQ que basan sus mediciones de suciedad en el cálculo de la pérdida de transmitancia ocasionada por la deposición de suciedad, queda como futuro desarrollo su comparación con dispositivos convencionales de medida de doble módulo, habiéndose preparado durante los últimos cinco meses este experimento entre el Dust IQ y un dispositivo de desarrollo propio por la empresa QPV, no habiéndose podido incluir en este proyecto debido a la necesidad de obtener medidas de suciedad durante largos periodos de tiempo para poder realizar un correcto análisis comparativo.

REFERENCIAS

- [1] «tekma tecnologías,» [En línea]. Available: <http://tekmatecnologias.com/669/#.XRnv6OgzbIU>. [Último acceso: 2019 07 01].
- [2] «20 minutos,» [En línea]. Available: <https://blogs.20minutos.es/la-energia-como-derecho/2018/11/06/fijar-un-suelo-para-el-precio-del-co2/>. [Último acceso: 01 julio 2019].
- [3] C. Obreras, «Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2018),» Madrid, 2019.
- [4] «Revista Energías Renovables,» [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-9-de-la-electricidad-sera-fotovoltaica-20190313>. [Último acceso: 2019 julio 01].
- [5] «Revista Energías Renovables,» [En línea]. Available: <https://www.diariorenovables.com/2018/01/generacion-electrica-espana-2017-bajan.html>. [Último acceso: 2019 julio 01].
- [6] M. Gostein, B. Littmann, J. R. Caron y L. Dunn, *Comparing PV Power Plant Soiling Measurements Extracted from PV Module Irradiance and Power Measurements*, San Francisco, 2013.
- [7] D. A. Skoog, S. R. Crouch y F. J. Holler, *Principles of Instrumental Analysis*, Cengage Learning, 2008, 2018.
- [8] P. S. Álvarez, *Trabajo Fin de Grado: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1,1 MWp CONECTADA A RED DE MEDIA TENSIÓN*, Castellón, 2018.

- [9] «Youtube,» [En línea]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=hsJGw_c-Nn4. [Último acceso: 2019 junio 26].
- [10] D. M. Chapin, D. S. Fuller y G. L. Pearson, «A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power,» *AIP Journal of Applied Physics*, 2004.
- [11] «ifent,» [En línea]. Available: <http://www.ifent.org/lecciones/diodo/default.asp>. [Último acceso: 27 junio 2019].
- [12] «Pveducation,» [En línea]. Available: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/dispositivos-semiconductores/tipos-de-recombinaci%C3%B3n>. [Último acceso: 24 junio 2019].
- [13] «CJM Montajes y Servicios,» [En línea]. Available: <https://cjm.cl/2019/04/19/curva-solar/>. [Último acceso: 24 junio 2019].
- [14] «ELECTRICALENGINEERING123,» [En línea]. Available: <https://www.electricalengineering123.com/solar-cell-construction-working-principle/>. [Último acceso: 23 junio 2019].
- [15] R. I. Buzunáriz, *Proyecto fin de grado: Revisión bibliográfica y caracterización de células solares en polarización inversa.*, Pamplona, 2011.
- [16] O. P. Lamigueiro, «Óscar Perpiñán,» [En línea]. Available: <http://oscarperpinan.github.io>. [Último acceso: 30 junio 2019].
- [17] «hogarsense,» [En línea]. Available: <https://www.hogarsense.es/energia-solar/historia-energia-solar-fotovoltaica>. [Último acceso: 01 julio 2019].
- [18] J. Y. Hee, L. V. Kumar, A. J. Danner, H. Yang y C. S. Bhatia, «The Effect of Dust on Transmission and Self-cleaning Property of Solar Panels,» *Energy Procedia*, n° 15, pp. 421-427, 2012.

- [19] A. Joch, «Sand Trap: Will the silicon shortage stunt the solar industry's growth?,» *Plenty Magazine*, 2006.
- [20] J. R. Monkowski, J. Bloem, L. J. Giling y M. Graef, «Comparison of dopant incorporation into polycrystalline and monocrystalline silicon,» *AIP Journal of Applied Physics*, 1979.
- [21] «ecofener,» [En línea]. Available: <https://ecofener.com/blog/tipos-de-paneles-solares/>. [Último acceso: 30 junio 2019].
- [22] Universidad de Jaén, «Universidad de Jaén,» [En línea]. Available: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_comp onen/01_generador/01_basico/4_gene_01.htm. [Último acceso: 29 junio 2019].
- [23] «Quinto Armónico MV Energía,» [En línea]. Available: <https://quintoarmonico.es/2010/08/27/que-pasa-cuando-falla-el-tedlar-o-el-eva/>. [Último acceso: 27 junio 2019].
- [24] «Eliseo Sebastián Consultor en Gestión de Medio Ambiente,» [En línea]. Available: <https://eliseosebastian.com/diodos-en-los-paneles-fotovoltaicos/>. [Último acceso: 28 junio 2019].
- [25] «Sun Fields Europe,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/modulo-fotovoltaico-caja-conexiones-diodos-proteccion-baipás/>. [Último acceso: 28 junio 2019].
- [26] H. Qasem, T. R. Betts, H. Müllejans, H. AlBusairi y R. Gottschalg, «Dust-induced shading on photovoltaic modules,» *Wiley Online Library*, pp. 219-226, 2012.
- [27] L. Dingpu, X. Limin, M. Haifeng, H. Yingwei y Z. Jieyu, «Research on Outdoor Testing of Solar Modules,» *ResearchGate*, 2012.
- [28] M. Gostein, R. J. Caron y B. Littmann, «Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants,» 2014.

- [29] Enel Green Power, «Enel Green Power,» 10 octubre 2018. [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/historias/a/2018/10/limpieza-de-paneles-solares-solucion-innovadora>. [Último acceso: 27 junio 2019].
- [30] Kipp & Zonen, *Dust IQ Instruction Manual*, 2019.
- [31] Dalhousie University, Aaron van Donkelaar.
- [32] D. Goossens y E. Van Kerschaever, «AEOLIAN DUST DEPOSITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR CELLS: THE EFFECTS OF WIND VELOCITY AND AIRBORNE DUST CONCENTRATION ON CELL PERFORMANCE,» *Pergamon*, vol. 66, nº 4, pp. 277-289, 1999.
- [33] H. A. AlBusairi y H. J. Möller, «PERFORMANCE EVALUATION OF CdTe PV MODULES UNDER NATURAL OUTDOOR CONDITIONS IN KUWAIT,» de *5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Valencia, 2010.
- [34] UNEP; WMO; UNCCD, «Global Assessment of Sand and Dust Storms,» 2016.
- [35] R. E. Cabanillas y H. Munguía, «Dust accumulation effect on efficiency of Si photovoltaic modules,» *JOURNAL OF RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY*, 2011.
- [36] R. Appels, B. Muthirayan, A. Beerten, R. Paesen, J. Driesen y J. Poortmans, «The Effect of Dust Deposition on Photovoltaic Modules,» de *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2012.
- [37] E. Lorenzo, R. Moretón y I. Luque, *Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns*.
- [38] D. Goossens y Z. Y. Offer, *Comparisons of day-time and night-time dust accumulation in a desert region*, Israel, 1994.

- [39] J. Zorrilla-Casanova, M. Piliouline, J. Carretero, P. Bernaola, P. Carpena, L. Mora-López y M. Sidrach-de-Cardona, «Analysis of dust losses in photovoltaic modules,» de *World Renewable Energy Congress*, Linköping, Suecia, 2011.
- [40] QEERI SOLAR, *Test Facility 5 Year Report*, Qatar, 2018.
- [41] M. Gostein, T. Düster y C. Thuman, «Accurately Measuring PV Soiling Losses With Soiling Station Employing Module Power Measurements,» *ResearchGate*, 2015.
- [42] M. Korevaar, J. Mes y X. v. Mechelen, *Ongoing field test of DustIQ in Morocco & Spain*, Delft.
- [43] M. Korevaar, J. Mes, P. Nepal, G. Snijders y X. v. Mechelen, «NOVEL SOILING DETECTION SYSTEM FOR SOLAR PANELS,» de *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Delft.
- [44] Naturgy, «Naturgy,» [En línea]. Available: <https://www.empresaeiciente.com/blog/limpieza-de-paneles-fotovoltaicos-y-rendimiento-de-las-instalaciones/>. [Último acceso: 29 junio 2019].
- [45] «desenchufados,» [En línea]. Available: <https://desenchufados.net/robots-limpian-paneles-solares-sin-agua/>. [Último acceso: 29 junio 2019].
- [46] N. Ferretti, *PV Module Cleaning Market Overview and Basics*.
- [47] «Renewables.ninja,» [En línea]. Available: <https://www.renewables.ninja/>. [Último acceso: 28 junio 2019].
- [48] «iagua,» [En línea]. Available: <https://www.iagua.es/noticias/locken/precio-agua-espana>. [Último acceso: 28 junio 2019].
- [49] omie, «Informe de precios 2018».
- [50] «NGR Systems,» [En línea]. Available: <https://www.nrgsystems.com/products/complete-met-systems/solar-resource-assessment-systems/detail/sra-system>. [Último acceso: 30 junio 2019].

- [51] Kintech Engineering, *Soiling Mesurement Kit*.
- [52] Campbell Scientific, «Campbell Scientific,» [En línea]. Available: <https://www.campbellsci.es/>. [Último acceso: 30 junio 2019].
- [53] Atonometrics, «Atonometrics,» [En línea]. Available: <http://www.atonometrics.com/>. [Último acceso: 30 junio 2019].
- [54] M. Gostein, S. Faullin, K. Miller, J. Schneider y B. Stueve, «Mars Soiling Sensor,» *ResearchGate*, 2018.
- [55] Kipp & Zonen, «Kipp & Zonen,» [En línea]. Available: <https://www.kippzonen.com/Product/419/DustIQ-Soiling-Monitoring-System>. [Último acceso: 30 junio 2019].

ANEXO A. GLOSARIO

Escala convectiva: escala asociada a los fenómenos meteorológicos que generan una serie de alteraciones del tiempo enfocadas en pequeños territorios (comprendiendo entre 1 y 10 km de extensión lineal) como lo son las zonas de chubascos o los campos de niebla.

GL: parámetro que hace referencia a las pérdidas instantáneas por suciedad en función de la irradiación instantánea recibida por un módulo sucio en relación a la recibida por otro limpio, vista en [39].

HL: parámetro que hace referencia a las pérdidas diarias por suciedad en función de la irradiación diaria recibida por un módulo sucio en relación a la recibida por otro limpio, vista en [39].

LCOE: Coste Energético Nivelado (*Levelised Cost Of Energy*, por sus siglas en inglés) que representa el valor al que se debe retribuir la energía para que una tecnología sea viable, teniendo en cuenta tanto los costes fijos como variables de dicha tecnología.

MPPT: Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (*Maximum Power Point Tracker*, por sus siglas en inglés), es una estrategia de operación de los inversores por la cual se opera en las condiciones de corriente o tensión de máxima potencia del *string*.

PPI: Índice de Rendimiento de Potencia o Índice de Rendimiento (*Power Performance Index*, por sus siglas en inglés), representa la potencia producida por un sistema, normalizada a unas condiciones determinadas, normalmente a Condiciones Estándar de Medida.

PR: Índice de rendimiento (Performance Ratio, por sus siglas en inglés) representa alguna característica de producción del sistema normalizada a unas condiciones determinadas.

SL: (*Soiling Losses*, por sus siglas en inglés) son las pérdidas por suciedad, concepto similar al *Soiling Ratio*, salvo que generalmente este (el SL) es definido en función de la transmitancia perdida, debido a la acumulación de suciedad.

SR: (*Soiling Ratio*, por sus siglas en inglés) es el ratio de ensuciamiento, que indica el nivel de suciedad de un módulo o de un conjunto de módulos comparando algún

parámetros característico de la medida de esta, como la corriente de cortocircuito (resultando el SR^{Isc}) o la potencia máxima ($SR^{P_{máx}}$) con el mismo de un módulo de referencia limpio, corrigiendo normalmente a las condiciones de operación de uno de ellos.

STC: Condiciones Estándar de Medida (Standard Test Conditions, por sus siglas en inglés), correspondientes a una irradiancia de 1000 W/m^2 y una temperatura de módulo $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$, con un espectro solar AM 1.5.

String: término de origen anglosajón empleado en fotovoltaica para referirse a módulos que se encuentran conectados en serie al mismo inversor. Normalmente los módulos asociados a un inversor se agrupan por *strings* hasta alcanzar un nivel de tensión cercano al nominal para ese inversor, realizándose luego el paralelo de todos estos.

Tasa de ensuciamiento: Se denomina así a la derivada en función del tiempo del *Soiling Ratio* o de cualquier otro parámetro utilizado para la medida de suciedad. En el apartado 7 se asocia esta definición al parámetro a , al considerarse la evolución del *Soiling Ratio* lineal para el análisis económico.

ANEXO B. Plano de la planta de Guimarães (Minas Gerais, Brasil)

